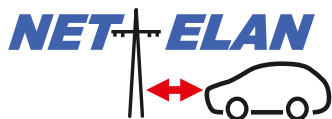




Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen

Advances in Systems Analyses 1

J. Linssen, A. Schulz, S. Mischinger, H. Maas,
C. Günther, O. Weinmann,
E. Abbasi, S. Bickert, M. Danzer, W. Hennings,
E. Lindwedel, S. Marker, V. Schindler, A. Schmidt,
P. Schmitz, B. Schott, K. Strunz, P. Waldowski



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen

Advances in Systems Analyses 1

Autoren:

J. Linssen, S. Bickert, W. Hennings (Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung, Projektkoordination)

A. Schulz, S. Marker, P. Waldowski, V. Schindler (Technische Universität Berlin, Institut für Land- und Seeverkehr, Fachgebiet Kraftfahrzeuge)

S. Mischinger, A. Schmidt, E. Abbasi, K. Strunz (Technische Universität Berlin, Fakultät Elektrotechnik und Informatik – Fachgebiet Sustainable Electric Networks and Sources of Energy)

H. Maas, P. Schmitz (Ford Forschungszentrum Aachen GmbH)

C. Günther, B. Schott, M. Danzer (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg)

Oliver Weinmann (Vattenfall Europe Innovation GmbH) und Eckart Lindwedel (Pöyry Management Consulting im Auftrag von Vattenfall Europe Innovation GmbH)

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
E-Mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2012

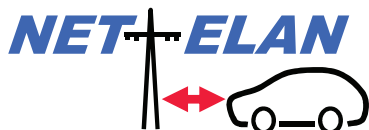
Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 150

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-89336-811-2

Vollständig frei verfügbar im Internet auf dem Jülicher Open Access Server (JUWEL)
unter <http://www.fz-juelich.de/zb/juwel>

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NET-ELAN

Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen

Endbericht

Advances in Systems Analyses 1

Jochen Linssen, Stefan Bickert, Wilfried Hennings
Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung,
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) (Projektkoordination)

Alexandra Schulz, Stefanie Marker, Paul Waldowski, Volker Schindler
Technische Universität Berlin, Institut für Land- und Seeverkehr (ILS),
Fachgebiet Kraftfahrzeuge (KFZ)

Stefan Mischinger, Arwed Schmidt, Ehsan Abbasi, Kai Strunz
Technische Universität Berlin, Fakultät Elektrotechnik und Informatik
Fachgebiet Sustainable Electric Networks and Sources of Energy (SENSE)

Heiko Maas, Peter Schmitz
Ford Forschungszentrum Aachen GmbH (FFA)

Clemens Günther, Benjamin Schott, Michael Danzer
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Fachgebiet: Akkumulatoren

Oliver Weinmann
Vattenfall Europe Innovation GmbH
Eckart Lindwedel
Pöyry Management Consulting im Auftrag von
Vattenfall Europe Innovation GmbH

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Arbeiten und Ergebnisse des Forschungsprojekts NET-ELAN (Laufzeit 01.12.2008 bis 29.02.2012), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unter den Kennzeichen 0328004A bis E gefördert wurde.

Das Projekt beantwortet die Fragen, ob und wie Fahrzeuge mit elektrifizierten Antriebssystemen und einer externen Batterieladung am öffentlichen Stromnetz sowohl als Energiespeicheroption als auch zur verbraucherseitigen Nachfragesteuerung und zur Einbindung fluktuierender Stromerzeuger sinnvoll eingesetzt werden können.

Das Projekt wurde im Verbund zwischen den Partnern

- Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) (Koordination),
- Ford Forschungszentrum Aachen GmbH (FFA),
- Technische Universität Berlin - Institut für Land- und Seeverkehr (ILS) - Fachgebiet Kraftfahrzeuge (KFZ),
- Technische Universität Berlin - Fakultät Elektrotechnik und Informatik - Fachgebiet Energieversorgungsnetze und Integration erneuerbarer Energien (SENSE),
- Vattenfall Europe Innovation GmbH und
- Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

durchgeführt.

Begleitend zur Projektbearbeitung wurden zwei Workshops mit Expertinnen und Experten aus der Industrie, Wissenschaft und Administration durchgeführt. Im Januar 2011 wurde in Berlin die Vorgehensweise, Lösungsansätze und der Zwischenstand der Projektarbeiten erörtert. Auf dem Abschluss-Workshop im Februar 2012 wurden die Ergebnisse des Projektes mit Expertinnen und Experten aus verschiedenen Fachbereichen diskutiert. Anregungen für künftigen Forschungsbedarf wurden gemeinsam erarbeitet. Wir danken allen Workshop-Teilnehmerinnen und Teilnehmern für die konstruktiven und wertvollen Beiträge sowie Anmerkungen.

Die Projektpartner danken dem BMWi für die finanzielle Unterstützung des Forschungsvorhabens und dem Projektträger Jülich für die administrative Begleitung.

Das Projekt-Team trauert um Herrn Clemens Fischer (Vattenfall Europe Innovation GmbH), der während der Projektlaufzeit verstorben ist.

Die Annahmen, Modellansätze und Ergebnisse dieses Forschungsprojektes stellen das Ergebnis der abgestimmten wissenschaftlichen Arbeiten innerhalb des Projektkonsortiums dar. Der Bericht gibt die Auffassung des Projektkonsortiums wieder und muss nicht mit der Auffassung der beteiligten Institutionen übereinstimmen. Insbesondere sind daraus keine Verpflichtungen der beteiligten Institutionen und Industriepartner abzuleiten, entsprechende Produkte, Mengen von Produkten oder Lösungen anzubieten. Zudem sind aus den Projektergebnissen keine Ansätze der beteiligten Institutionen und Industriepartner für die weitere Verwendung der Ergebnisse zu folgern.

Inhalt

1	Kurzfassung	5
2	Summary.....	7
3	Einleitung	9
4	Methodik, Prämissen und Projektstruktur	12
4.1	Methodik, Prämissen und Annahmen.....	12
4.2	Projektstruktur.....	13
5	Trends in der Elektrifizierung des Antriebsstrangs von Fahrzeugen und deren Nutzung.....	15
5.1	Grundlegende Aspekte zur Elektromobilität	15
5.1.1	Antriebskonzepte	16
5.1.2	Batterien für den Antrieb	19
5.1.3	Ladetechnik.....	21
5.1.4	Demonstrationsvorhaben in Deutschland	22
5.2	Nutzeranalysen.....	25
5.2.1	Auswertung der MiD-Studie.....	26
5.2.2	Datenlogger TU-veLOG	29
5.2.3	Einzelanalysen	31
5.3	Energiemodell.....	36
5.3.2	Modellkomponenten	42
5.3.3	Batteriemodell	49
5.3.4	Aufbau der Simulationsmodelle	57
5.3.5	Fahrzeugauslegung.....	64
5.3.6	Dimensionierung des Energiespeichers	70
5.3.7	Nebenverbraucher.....	76
5.4	Ergebnisse aus den Fahrzeugsimulationen	77
5.4.1	Verbrauchsberechnung	77
5.4.2	Einflussfaktoren auf den Verbrauch.....	80
5.4.3	Untersuchung der elektrischen Fahranteile	83
5.5	Änderung der Batterielebensdauer aufgrund unterschiedlicher Fahrzeugnutzungsszenarien	87
5.5.1	Batterie Roadmap 2020+	88
5.5.2	Beschreibung des Batteriemodells und Ergebnisse für Szenariensimulationen im Jahre 2020.....	97
5.5.3	Zusammenfassung und Ausblick.....	111
6	Chancen und Risiken der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf verschiedenen Spannungsebenen	113
6.1	Erwarteter Energiebedarf von Elektrofahrzeugen, Ladestrategien, potenzielle Integration von Windenergie	113
6.1.1	Modellbildung	113
6.1.2	Ladestrategien und resultierende Verläufe der Netzlast	121
6.1.3	Zusammenfassung.....	130
6.2	Leistungsflussbetrachtung der Windenergie-Integration durch Elektrofahrzeuge.....	131
6.2.1	Modellierung des Übertragungsnetzmodells.....	131
6.2.2	Verbesserte Auslastung von Übertragungskapazitäten durch gesteuerte Ladung	141

6.3	Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz aufgrund von Elektromobilität	154
6.3.1	Erweiterung des Netzmodells für nicht-lineare Leistungsflussberechnungen	154
6.3.2	Einfluss des Ladens von Elektrofahrzeugen auf das Übertragungsnetz	157
6.4	Kritische Grenzwerte der Elektrofahrzeug-Integration im Verteilnetz	162
6.4.1	Ziel der Untersuchung	162
6.4.2	Modellierung der Netze, Ladestrategien und -infrastruktur	163
6.4.3	Analyse der Spannungsqualität bei ungesteuertem Laden	173
7	Energiewirtschaftliche Einordnung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen	201
7.1	Ökonomische Rahmenbedingungen von Elektrofahrzeugen	201
7.1.1	Total Cost of Ownership-Analyse	202
7.1.2	Anreizsysteme für die (Markt-)Einführung von Elektrofahrzeugen	218
7.2	Beschreibung des Energiesystemmodells und Rahmendaten	222
7.2.1	Modellbeschreibung	222
7.2.2	Demographisch, gesamtwirtschaftliche und energiepolitische Rahmenbedingungen	224
7.2.3	Nachfrage nach Energiedienstleistungen	225
7.2.4	Energieträgerpreise	227
7.3	Inputdaten Elektrofahrzeuge	228
7.3.1	Marktdurchdringung und resultierende Bestandsentwicklung	228
7.3.2	Datenaufbereitung Energiesystemmodell	231
7.4	Referenz-Szenario	233
7.5	Szenario-Varianten	237
7.6	Energie- und Emissionsbilanzen	242
8	Zusammenfassung und Ausblick	245
9	Verzeichnis der Abkürzungen und Begriffe	250
10	Danksagungen	252
11	Literaturverzeichnis	253

1 Kurzfassung

Das hier vorgestellte Forschungsprojekt analysiert, ob im Sinne einer sektorübergreifenden Systemlösung ein Bestand an Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebskomponenten (xEV) in bestehenden und zukünftigen Energieversorgungsstrukturen als Energiespeicher und zur energieeffizienten Einbindung von fluktuierenden Stromerzeugern eingesetzt werden kann.

Die Untersuchung und Bewertung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird sektorübergreifend anhand von Szenario-Analysen durchgeführt. Auswirkungen des Einsatzes einer xEV-Flotte und Effekte bei verschiedenen Ladeszenarien bis hin zu einer möglichen Netzzurückspeisung werden sowohl durch technische und ökonomische Detailmodelle als auch zusammenfassend durch ein Energiesystemmodell beschrieben und analysiert.

Dazu werden zunächst die Eignung verschiedener Antriebskonzepte und deren individueller Einsatz beim Nutzer¹ betrachtet. Auf Basis der Ergebnisse aus der MiD-Studie und Einzelanalysen von 47 Probanden werden individuelle Fahrprofile für die private Nutzung erstellt und in die Fahrprofildatenbank gespeist. Sie dienen als Input für das entwickelte Fahrzeug-Energiemodell, das den Energiebedarf unterschiedlicher xEV-Konzepte errechnet und Aussagen zur optimalen Triebstrangauslegung und Batteriedimensionierung für den entsprechenden Anwendungsfall ermöglicht. Es zeigt sich, dass ein Großteil der täglichen Fahrstrecken bei nächtlichem Laden rein elektrisch zurückgelegt werden kann. Untertägiges Laden verbessert diesen Anteil nur geringfügig. Die Nebenverbraucher beeinflussen den Verbrauch des Fahrzeugs stärker als die individuelle Fahrweise. Bedarfsorientiertes, möglichst spätes Nachladen wirkt sich günstig auf die Batterielebensdauer aus. Der Einsatz der Batterie für Netzdienstleistungen reduziert in den meisten betrachteten Fällen die Lebensdauer und führt zu höheren spezifischen Kosten.

Weiter werden Modelle des Übertragungsnetzes und typischer Verteilnetze entwickelt. Es zeigt sich, dass das Laden von einer Million Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 und sechs Millionen im Jahr 2030 (wie von der Bundesregierung angestrebt) technisch ohne größere strukturelle Anpassungen der Übertragungsnetze möglich ist. Die Aufnahmefähigkeit überschüssiger Windenergie durch die Elektrofahrzeugflotte ist jedoch trotz vorhandenen Speicherpotenzials in den Batterien der Fahrzeuge begrenzt. Der Transport der Windenergie zu den Elektrofahrzeugen scheitert in den meisten Fällen an den begrenzten Übertragungskapazitäten des Transportnetzes, wenn nur die Bauvorhaben fertiggestellt werden, die von den Übertragungsnetzbetreibern im März 2011 veröffentlicht wurden.

Hingegen haben die Strategie für das Laden der Elektrofahrzeuge und die lokalen Verteilnetze besondere Bedeutung für die Elektromobilität. Ungesteuertes Laden kann in ungünstigen Fällen in einigen Verteilnetzen schon bei niedriger xEV-Durchdringung zu Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes und der Leitungskapazitäten führen. Bei einer geeigneten Steuerung der Ladevorgänge unter Berücksichtigung der Fahrzeugnutzung kann die xEV-Anzahl in den Verteilnetzen deutlich erhöht werden. Das untersuchte nächtliche Laden zu Schwachlastzeiten hat Vorteile für die Batterielebensdauer, die Netzauslastung und die Ausnutzung der Windenergie. Die untersuchte Netzzurückspeisung hat das technische Potenzial,

¹ Die aus Gründen der Lesbarkeit hier und weiter im Buch verwendete maskuline Form ist als nur grammatisches Geschlecht zu verstehen und schließt weibliche Personen mit ein, hier „Nutzerinnen“.

in der Zukunft kurzfristige Lastspitzen zu senken, jedoch ist die betriebswirtschaftliche Situation für den Fahrzeugbesitzer unklar und es sind Einbußen bei der Batterie Lebensdauer heutiger Lithium-Ionen-Technik erkennbar.

Die Kostenanalyse für private Nutzer legt dar, dass bei der unterstellten Batteriekostenentwicklung die xEV unter bestimmten Voraussetzungen ab 2020 finanziell konkurrenzfähig werden. Davor werden höhere Anschaffungskosten von xEV nicht durch geringere Betriebskosten kompensiert und es besteht kein finanzieller Vorteil.

Zusammenfassend zeigt die Szenario-Analyse der Einbettung der Elektrofahrzeuge in das Energiesystem in Deutschland, dass eine xEV-Flotte unter den getroffenen Annahmen (Energiekonzept der Bundesregierung inklusive Kernenergieausstieg) Bestandteil einer kosteneffizienten CO₂-Minderungsstrategie sein kann. Der Einsatz von Mineralölprodukten sinkt um maximal knapp 5 % bezogen auf den Gesamtverkehr in 2030 und der Beitrag der xEV zur CO₂-Gesamtreduktionsstrategie liegt zwischen 5 und 11 Mio. Tonnen im Jahr 2030 in Abhängigkeit von Ladeszenarien und wetterabhängigem Windenergieertrag.

2 Summary

The research project examines whether a fleet of vehicles with electric propulsion system (xEV) can be integrated into existing and future energy supply systems for effective integration of fluctuating power production as well as for energy storage.

A multi-sectoral, system-wide scenario analysis is performed to evaluate the grid integration of electric vehicles. The effect of an xEV fleet and the impacts of various battery charging scenarios, including the option of feeding power back into the grid, are addressed by detailed technical and economic models and summarized by an energy system model.

The suitability of different powertrain concepts is analysed, giving consideration to their individual applications by users. Based on the results of a German nationwide survey of mobility patterns and analyses of 47 test subjects, individual driving profiles for private cars are drawn up and stored in a database. They are used as input for the vehicle energy model. This model calculates the energy requirements of different xEV concepts and facilitates optimized powertrain design and battery sizing for the respective applications. The results show that if the batteries are charged overnight it is possible to cover a major fraction of daily driving distances by electric power. Additional charging during the day does not significantly improve this fraction. The auxiliaries have a greater influence on the vehicle's energy demand than individual driving patterns. Battery lifetime is extended by recharging the battery as required and preferably as late as possible before the next trip. In most cases, using the batteries for grid services reduces battery lifetime and leads to higher specific costs.

Models of the transmission grid and typical distribution grids are developed. It is shown that charging one million xEV in 2020 and six million in 2030 (as envisaged by the German Federal Government) is technically feasible without major structural modifications of the transmission grid. However, in spite of the storage potential represented by the batteries of xEV, the capacity of the xEV fleet to absorb excess wind energy is limited. In most cases transporting the wind energy to the xEV will be hindered by the limited transmission capacities of the grid if only those grid extension projects are realized that were published by the grid operators in March 2011.

On the other hand, the strategy for charging xEV and the local distribution grids are of particular significance. Even for a small fleet of xEV, uncontrolled charging may lead to the respective thresholds for the voltage range and the cable capacity being exceeded in specific distribution grids. A suitable charging strategy that also accommodates the needs of vehicle users can significantly enhance the number of xEV served in the distribution grids. Charging the batteries overnight, during periods of low demand, benefits battery lifetime, grid utilization and the use of wind energy. The option of feeding power back into the grid has the technical potential to level out short-term peak loads. However, the economic situation of this option for vehicle owners is uncertain and the lifetime of present lithium ion batteries can be reduced.

A cost analysis for private users reveals that, under certain circumstances, with the assumed battery cost development xEV could be competitive after 2020. Until then, the higher purchase price of xEV will not be counterbalanced by lower operating costs and there will be no financial benefit.

2. Summary

Under the described assumptions (energy concept of the German Federal Government including phasing out nuclear energy), the scenario of embedding xEV in the German energy system shows that an xEV fleet can contribute to a cost-effective CO₂ reduction strategy. The consumption of petroleum products in the transport sector is reduced by a maximum of 5 % in 2030. An xEV fleet will contribute to an overall CO₂ reduction strategy cutting emissions by 5 to 10 million tons in 2030, depending on charging strategy and weather conditions for wind power generation.

3 Einleitung

Zu den wesentlichen Zielen der deutschen Energiepolitik gehört es, geeignete Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung und Mobilität zu schaffen, die sich an den Kriterien der Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und damit Effizienz sowie der Umweltverträglichkeit orientiert.

Im aktuellen Energiekonzept aus dem Jahr 2011 [BMU & BMWI, 2011] setzt die Bundesregierung wichtige Eckpunkte für die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland in den nächsten Dekaden. Ziel ist eine vornehmlich regenerativ geprägte, effiziente Energieversorgung und -nutzung. Gefordert wird eine Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 bzw. 25 % bis 2050. Gegenüber 2008 soll der Primärenergiebedarf bis 2050 um 50 % reduziert werden. Dies bedingt umfangreiche Einsparungen und Maßnahmen in allen Endenergiesektoren Verkehr, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung und Industrie sowie der Energieumwandlung. Beim Endenergieverbrauch wird eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien auf mindestens 30 % bis 2030 und 60 % bis 2050 gefordert. Für die Anteile erneuerbarer Stromerzeugung werden die Zielwerte 35 % bis 2020 und 50 % bis 2030 (80 % bis 2050) gesetzt. Im Bereich des Klimaschutzes wird ein Zielkorridor für die Reduktion der Treibhausgasemissionen von 55 % (bis 2030) und zwischen 80 % und 95 % (2050) zum Referenzjahr 1990 genannt.

Die von der Bundesregierung angestrebten Maßnahmen für die Bereiche erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Kernenergieausstieg und fossile Kraftwerke, Strominfrastrukturen, energieeffiziente Gebäudesanierung sowie energieeffizientes Bauen werden durch ein Maßnahmenpaket „Mobilität“ mit Fokus auf Elektromobilität ergänzt. Die Ziele werden nur umzusetzen sein, wenn alle Energieumwandlungs- und Endenergie-Sektoren signifikante Beiträge leisten und wesentliche Innovationsfortschritte erbracht werden. Eine konzentrierte Energieforschung in allen Bereichen des Energieversorgungssystems ist somit Grundvoraussetzung für die Erreichung der Ziele der Bundesregierung.

Bei entsprechend hohem Marktanteil der Elektromobilität² wird der Wechsel des Endenergieträgers in der Individualmobilität von den vornehmlich fossilen flüssigen Kraftstoffen hin zum Strom den Bedarf an Mineralölprodukten verringern. Eine Erhöhung der geostrategischen Versorgungssicherheit des Verkehrsbereichs durch einen Wechsel auf eine breitere und regenerativ geprägte Primärenergiebasis ist somit möglich. Die effiziente Speicherung von Strom in Traktionsbatterien und der hohe Wirkungsgrad des elektrischen Antriebstrangs ermöglichen – verlustarme Stromwandlung und -transport vorausgesetzt – eine Steigerung der derzeitigen Gesamtwirkungsgrade im motorisierten Individualverkehr. Die Elektromobilität kann somit zu einer effizienteren Nutzung von Primärenergie und zur Steigerung der Energieeffizienz im Verkehr beitragen.

Der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich reduziert die CO₂-Emissionen. Momentan ist deren Einsatz nur in engen Grenzen, vor allem in Form von Biokraftstoffen, realisiert. Elektrofahrzeuge können dazu beitragen, dass CO₂-Minderungspotenzial des Verkehrssektors zu erhöhen, weil sie den Trend der Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Ener-

² zum Begriff „Elektromobilität“ siehe Kapitel 9 (Verzeichnis der Abkürzungen und Begriffe)

gien dem Verkehrsbereich zugänglich machen. Der Primärenergiemix der Stromerzeugung und die Effizienz der gesamten Umwandlungskette sind dabei entscheidend für die CO₂-Emissionsbilanz der Elektrofahrzeuge. Weiterhin fahren sie lokal emissionsfrei und leiser als konventionell angetriebene Fahrzeuge und entlasten folglich Städte und Ballungszentren. Der Nutzung dieser Potenziale stehen neben den netzseitigen Implikationen auch Hemmnisse für eine breite Markteinführung im Straßenverkehr gegenüber. Bedingt durch die batteriekapazitätsbedingt limitierte Reichweite und dem dadurch eingeschränkten Nutzwert sowie die hohen Anschaffungskosten von xEV im Vergleich zu Fahrzeugen mit konventionellem Antrieb sind die Kaufanreize für die Kunden gering. Fortschritte im Bereich Antriebs- und Batterietechnik, Fahrzeugkonzepte und die Implementierung von Zusatznutzen lassen eine Marktdurchdringung von xEV in Zukunft möglich erscheinen.

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird zu einem erhöhten fluktuierenden Anteil im Leistungsangebot führen. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Betriebsführung der elektrischen Netze. Der Stellenwert von Regelleistungsbereitstellung, steuerbaren Verbrauchern und Speicheroptionen wird daher deutlich steigen.

Das Konzept der Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird im Energiekonzept – technischen Fortschritt voraus gesetzt – explizit als zukünftig mögliche Verknüpfung zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Elektrifizierung des Straßenverkehrs genannt. Das Forschungsprojekt „Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen“ (kurz NET-ELAN) greift diese neuartige Schnittstelle auf und untersucht systemanalytisch, welche symbiotischen Effekte bei der Netzintegration von Elektrofahrzeugen erzielt werden können und welche Auswirkungen auf das sich veränderte Energieversorgungssystem in Deutschland zu erwarten sind. Der vorliegende Bericht gliedert diese wissenschaftliche Fragestellung in die drei thematischen Blöcke

- Fahrzeug-Auslegung, -Modellierung (inklusive Batterie) und -Nutzung,
- Stromerzeugungs-, Transport- und Verteilungsszenarien sowie Ladestrategien und
- Energieversorgungsszenarien.

Zur Übersicht beschreibt Kapitel 4 zentral die Prämissen und Annahmen des Forschungsprojektes und zeigt dessen Struktur auf.

In Kapitel 5 wird die technische Auslegung von verschiedenen Fahrzeug- und Batteriekonzepten untersucht und es werden Modelle und Simulationsergebnisse zur Bestimmung des Energiebedarfs und der Batteriealterung durch unterschiedliche Belastungsszenarien präsentiert. Um die verschiedenen Ausführungsformen von elektrifizierten Antriebssträngen zu berücksichtigen, werden Battery Electric Vehicle (BEV, reine Batteriefahrzeuge), Range Extender Electric Vehicle (REEV) und Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) im Projekt betrachtet. Die Nutzung der Fahrzeuge wird auf Basis statistischer und gemessener Daten simuliert.

Schwerpunkt des Kapitels 6 sind die Auswirkungen der Elektrofahrzeuge auf die Netze. Maßgebliche Aspekte sind Ladestrategie, Zubau von Windenergieanlagen und Ausbau der

Netze. Aufbauend auf den Daten zur Fahrzeugnutzung wird ein Modell zur Bestimmung der resultierenden Ladeleistung für unterschiedliche Ladestrategien vorgestellt. Die Simulation der zusätzlichen Netzbelastung und der Netzzurückspeisungen durch xEV erfolgt auf Basis des entwickelten Stromerzeugungsszenarios und der ausgewählten Ladestrategien jeweils für das Übertragungsnetzmodell und mehrere typisierte Verteilnetze.

Die Zusammenführung der Ergebnisse und die Abbildung des angenommenen xEV-Bestandes im Kontext der Energieversorgung erfolgt mit einem Energiesystemmodell für Deutschland. Kapitel 7 beschreibt das Modell, die Szenario-Annahmen und die Ergebnisse der kostenoptimalen Entwicklungen des Energiesystems nach den Vorgaben des Energiekonzeptes der Bundesregierung unter Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs. Eine Kostenanalyse und Übersicht von möglichen Anreizsystemen rundet die Analysen ab.

Kapitel 8 fasst die Ergebnisse der Arbeiten zusammen, zieht Schlussfolgerungen und zeigt im Projekt identifizierten Forschungsbedarf mit Blickrichtung auf die Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf.

4 Methodik, Prämissen und Projektstruktur

4.1 Methodik, Prämissen und Annahmen

Im Rahmen von NET-ELAN werden Szenarien entwickelt, welche die technischen Eigenschaften denkbarer künftiger Elektrofahrzeuge, die Ladestrategien, den Ausbau der Windenergieanlagen, des Kraftwerksparks und der Stromnetze sowie die Entwicklung des Stromverbrauchs beschreiben. Das Projekt beantwortet die zentrale Frage, ob ein Bestand an Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebskomponenten (xEV) sowohl als Energiespeicher als auch zur energieeffizienten Einbindung von fluktuierenden Stromerzeugern sinnvoll eingesetzt werden kann.

Entsprechend der Aufgabenstellung wird nicht untersucht, wie hoch der zukünftige Bestand an Elektrofahrzeugen voraussichtlich sein wird, sondern welche Auswirkungen ein bestimmter Bestand hat, der durch die Zielsetzungen der Bundesregierung vorgegeben ist (1 Million Elektrofahrzeuge in 2020 und 6 Millionen in 2030 [Die Bundesregierung, 2009]).

Die Untersuchungen beschränken sich hier auf PKW, da diese 90 % der in Deutschland zugelassenen Kraftfahrzeuge (ohne Zweiräder) ausmachen und 87 % der Gesamtfahrleistung erbringen (Zahlen für 2010 [Radke, 2011b]). Eine Anwendung auf leichte Nutzfahrzeuge (NFZ) für den Verteilerverkehr ist Ziel eines geplanten Folgeprojektes.

Weiter werden die Untersuchungen auf die private Nutzung der PKW beschränkt. Diese wurde in der Studie „Mobilität in Deutschland“ [infas & DLR, 2010] detailliert untersucht und erfasst den größten Teil der Fahrzeugnutzung. Nach der Studie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (KiD) 2002“ [Wermuth et al., 2003] machen private Fahrten einen Anteil von 79 % der PKW-Gesamtfahrleistung aus. Zudem haben PKW gewerblicher Halter eine deutlich höhere Tagesfahrleistung (KiD 2002), was das Substitutionspotenzial durch BEV verringern würde.

Für die zukünftige Stromversorgung werden die Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung einschließlich des Kernenergieausstiegs [BMU & BMWI, 2011] vorgegeben. Unter diesen Vorgaben wird der Ausbau der Windenergieanlagen und die Entwicklung des Kraftwerksparks mit dem Energiesystemmodell IKARUS berechnet. Der resultierende Ausbau der offshore Windenergieanlagen entspricht einer vollständigen Realisierung der derzeit in Planung befindlichen offshore Windparks [dena, 2011].

Hinsichtlich des Ausbaus der Übertragungsnetze werden die Bauvorhaben berücksichtigt, die von den Übertragungsnetzbetreibern im März 2011 veröffentlicht wurden (siehe Abschnitt 6.2.1.2).

4.2 Projektstruktur

Die Auswirkungen der Elektrofahrzeuge (xEV) auf die Netze hängen davon ab,

- zu welcher Tageszeit und
- mit welcher Leistung sie geladen werden,
- wie hoch der Energiebedarf des Fahrzeugs ist und
- wie viele Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden.

Daneben sind

- die Entwicklung des Kraftwerksparks und
- der Ausbau der Netze

zu beachten.

Der Energiebedarf des Fahrzeugs wiederum hängt von seiner Nutzung und vom spezifischen Energieverbrauch pro Fahrstrecke und damit auch von der technischen Auslegung des Fahrzeugs ab.

Um diese Abhängigkeiten zu verknüpfen, werden zwischen den entwickelten Modellen für die Fahrzeugnutzung, die Fahrzeugtechnik, die Ladeleistung, die Batteriealterung, die Fahrzeugkosten, den Fahrzeugbestand, die Stromnetze, das Energieversorgungssystem und den Kraftwerksbestand Daten übergeben (Abbildung 1). Die Verknüpfung der Modelle sowie Abstimmung der Rahmenbedingungen und Annahmen erfordern eine enge Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern.

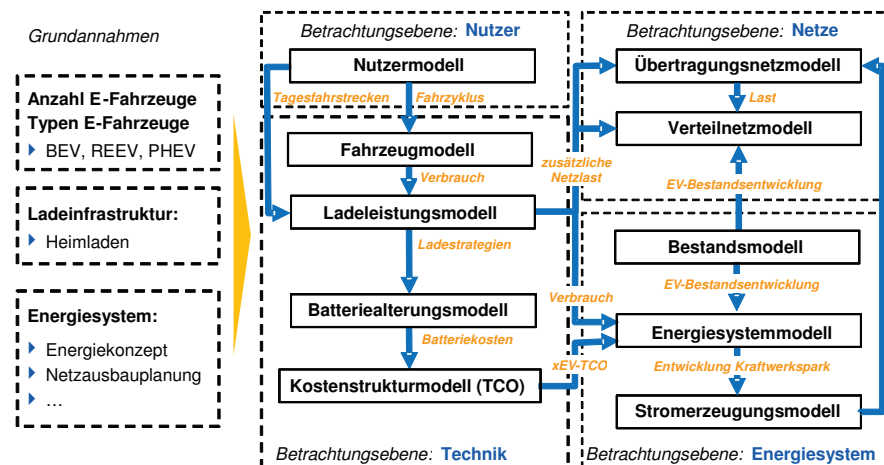


Abbildung 1: Modell-Logik des NET-ELAN-Projektes

5 Trends in der Elektrifizierung des Antriebsstrangs von Fahrzeugen und deren Nutzung

5.1 Grundlegende Aspekte zur Elektromobilität

Wie viel Potenzial steckt in der Elektromobilität?

Dieser Frage wird seit mehr als 100 Jahren nachgegangen. Der Klimawandel und die Endlichkeit fossiler Brennstoffe rückten sie in den letzten Jahren auch in Deutschland verstärkt in den Fokus. Neben den Forschungsaktivitäten der Automobilindustrie wurden zahlreiche Forschungsprogramme und Fördermechanismen initiiert. Die technische Reife von Fahrzeugen mit elektrifiziertem Antrieb ist zur Alltagstauglichkeit fortgeschritten. Während sich Hybridfahrzeuge, wenngleich bislang ohne Plug-In-Funktion, bereits erfolgreich auf dem Markt etabliert werden konnten³, sind reine Elektrofahrzeuge bislang nur in kleiner Stückzahl von wenigen Serienmodellen oder in Flottenversuchen präsent. Zahlreiche Hersteller haben in den letzten Monaten weitere BEV-Serienmodelle vorgestellt und z. T. konkrete Verkaufstermine genannt. Eine Auswahl aktueller Fahrzeuge (inkl. Konzeptfahrzeuge) findet sich in der nachfolgenden Tabelle 1.

Hersteller	Modell	Preis in €	Batterie	Kapazität	Reichweite	Verfügbar
Citroen	C-Zero	k.A.	Li-Ionen	16 kWh	130 km	2011
ECC	eVie (Umbau Citroen C1)	25.000	Li-Ionen		95–120 km	2010
Ford	Focus BEV		Li-Ionen	23 kWh	120 km	2012
Karabag	500 E (Umbau Fiat 500)	41.700	Li-Ionen	22,2 kWh	145	Aktuell
Mercedes	A-Klasse E-Cell	nur Leasing 900 € / Monat[3]	Li-Ionen	36 kWh	200 km	2011
Mitsubishi	i-MiEV	34.000	Li-Ionen	16 kWh	110 km	2010
Nissan	Leaf	27.500	Li-Ionen	24 kWh	160 km	2012
Peugeot	iOn	nur Leasing 500 € / Monat	Li-Ionen		130 km	2010
Renault	Fluence ZE	22.000 (+79 € Batt./Monat)	Li-Ionen	22 kWh	160 km	2011
smart	fortwo ED	38.000	Li-Ionen	15,5 kWh	115 km	2012
Think	Think City	20.000 (ohne Batterie)	Li-Ionen/ ZEBRA	19/26/28 kWh	180–200 km	aktuell
VW	Golf blue-e-motion	30.000–40.000	Li-Ionen	26,5 kWh	150 km	2013

Tabelle 1: Ausgewählte aktuell verfügbare Elektrofahrzeuge und deren Eigenschaften

Um die Trias Elektromobilität, Ladeinfrastruktur, Netzintegration zur Alltagstauglichkeit zu entwickeln, bedarf es nach [eNOVA, 2011] des Abbaus technischer Barrieren, der Reduzierung von Kosten sowie der Erhöhung der Reichweite und Betriebssicherheit dieser Elektro-

³ Beispiel: Toyota Prius, erste Markteinführung 1997 (Prius NHW10)

fahrzeuge. Aus Herstellersicht muss dafür vor allem der modulare, individuell optimierte Aufbau entwickelt und eine sichere und zuverlässige Systemintegration erreicht werden. Daneben stehen Effizienzsteigerungen im Fokus. Diese betrifft auf der einen Seite die Werkstofftechnik: der Einsatz von Leichtbauwerkstoffen wie Magnesium, Aluminium und innovativer Verbundwerkstoffe beschleunigt den Einsatz und die Rentabilität von Leichtbaukonstruktionen. Auf der anderen Seite steht die Optimierung von Steuerungsprozessen zur Maximierung der Energieeffizienz im System Speicher-Antrieb-Netz.

Die folgenden Abschnitte befassen sich mit den Möglichkeiten und Grenzen in der Elektrifizierung des Antriebsstrangs. Ausgegangen wird (1) von der Charakteristik verschiedener Antriebskonzepte, der Batterie- und Ladetechnik und der Reflektion bedeutender Demonstrationsvorhaben in Deutschland und (2) einer Nutzeranalyse, die Daten aus der Studie Mobilität in Deutschland (MiD), Daten des TU-veLOG-Datenloggers und Daten aus Einzelanalysen miteinander verknüpft. Die Ergebnisse fließen in das entwickelte Energiemodell ein. Es berechnet den Energiebedarf unterschiedlicher Fahrzeugkonzepte mit elektrifiziertem Antriebsstrang und ermöglicht dadurch die Auslegung und Dimensionierung des Energiespeichers. Die Ergebnisse aus dem Fahrzeug-Energiemodell werden hinsichtlich der Verbrauchsberechnung, der Einflussfaktoren auf den Verbrauch und des möglichen Anteils elektrischen Fahrens an der Zahl der insgesamt absolvierten Fahrten diskutiert. Abgerundet wird das Kapitel durch Betrachtungen zum Alterungsverhalten der Batterien.

5.1.1 Antriebskonzepte

Im Rahmen des Projekts NET-ELAN werden drei Fahrzeugausprägungen untersucht: BEV (Battery Electric Vehicle), REEV (Range Extended Electric Vehicle) und PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle). Der Vollständigkeit halber ist auch das vierte elektrifizierte Antriebskonzept (HEV – Hybrid Electric Vehicle) aufgeführt. Wegen der fehlenden Verbindung zum Stromnetz wird es in NET-ELAN nicht betrachtet.

Der Vorteil des Elektroantriebs besteht in den sehr hohen Wirkungsgraden (70–99 %). Dies gilt auch für den Teillastbereich, ist also besonders im Batteriebetrieb von Bedeutung. Im Gegensatz zum Benzin- oder Dieselantrieb hat der Elektroantrieb weniger mechanische Teile und ist daher weniger wartungs- und betriebskostenintensiv. Die Drehmomentabgabe kann unterbrechungsfrei über den gesamten Geschwindigkeitsbereich erfolgen. Daher kann auf Anfahrtsynchronisation oder schaltbare Übersetzung verzichtet werden. Der Elektroantrieb lässt sich mit einer elektromotorischen Bremse koppeln, so dass beim Bremsen Energie zurückgewonnen werden kann (Rekuperation). Der Elektromotor gilt mittlerweile als ausgereift. Das geringere Gewicht und die geringeren Abmessungen des Elektromotors (verglichen mit einer Verbrennungskraftmaschine) bieten Vorteile bei dessen Positionierung (z.B. als Radnabenmotor). Demgegenüber stehen die hohe Masse und große Abmessung der Batterie, die mit einer großen Bauraumnutzung und einer eng begrenzten maximalen Reichweite einhergehen.

In der elektrischen Traktion müssen die Antriebskomponenten hoch ausgenutzt werden, um Gewicht, Volumen und Herstellungskosten zu minimieren. Dafür sind Drehfeldmaschinen gut geeignet. Durch die Steuerungsmöglichkeiten der Leistungselektronik lassen sich die Be-

triebspunkte der elektrischen Maschine sehr flexibel einstellen. Der Elektromotor erzeugt die gesamte (bei rein elektrischem Antrieb) oder einen Teil der Antriebsleistung.

Batterieelektrisches Fahrzeug (BEV)

Der Elektroantrieb lässt sich in drei Komponenten gliedern: Elektromotor, Regelung und Leistungselektronik. Weitere Bestandteile steuern das Ein- und Ausschalten des Antriebs, Sicherung oder Überwachung. Die Energieversorgung für die elektrische Maschine und aller Nebenverbraucher erfolgt über einen Akkumulator. Dieser muss sowohl ausreichend Leistung für alle auftretenden Fahrsituationen (Antrieb und regeneratives Bremsen) bereitstellen als auch entsprechend Energie speichern können, um eine angemessene Reichweite ermöglichen. Die Batterie wird in aller Regel über das elektrische Netz geladen. Aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Energiedichten haben sich aktuell Lithium-Ionen Batterien als Energiespeicher für Fahrzeuge mit elektrifiziertem Antriebstrang fast vollständig durchgesetzt und sind am Markt verfügbar. Im Projekt NET-ELAN werden ausschließlich Lithium-Ionen Batterien betrachtet.

Hybridantrieb (HEV)

In einem Hybridfahrzeug gibt es zwei oder mehr vollständige Antriebssysteme, die von der Energiespeicherung bis zur Energiewandlung und Abgabe als mechanische Leistung alle notwendigen Prozesse gewährleisten. Bei vielen Hybridfahrzeugen ist die Ladebilanz ausgeglichen, d. h. die Batterie wird während des Fahrens aufgeladen und bedarf keiner zusätzlichen Ladung aus dem Stromnetz. Für Projektansätze wie die im Rahmen von NET-ELAN betrachtete Netzintegration von Elektrofahrzeugen sind jedoch – neben BEV – Plug-in Hybridfahrzeuge (Grid-connected Hybrid Vehicles) oder Range Extended Electric Vehicles (REEV) von Bedeutung. Deren Batterie wird auch oder ausschließlich aus dem Stromnetz geladen.

Man unterscheidet drei Bauformen:

- Paralleler Hybrid: Verbrennungsmotor und Elektromotor können ihr Antriebsmoment in mindestens einem Betriebsmodus gleichzeitig übertragen. Dies kann über eine gemeinsame Antriebswelle geschehen. Auch ein „through the road hybrid“ ist möglich wobei die einzelnen Aggregate auf unterschiedliche Achsen wirken und sonst mechanisch nicht gekoppelt sind. Der Elektromotor ist vielfach relativ schwach ausgelegt und kann nur auf kürzeren Strecken und bei Geschwindigkeiten unter ca. 50 km/h als alleiniger Antriebsmotor fungieren
- Serieller Hybrid: Das Fahrzeug wird ausschließlich über den Elektromotor angetrieben. Der Verbrennungsmotor treibt einen Generator zur Stromerzeugung an. Er ist i. d. R. kleiner ausgelegt als der Elektromotor. Rein elektrische Fahrweise ist in den meisten Auslegungen als vorherrschender Betriebsmodus gedacht, seine mögliche Dauer hängt aber stark von der Speicherkapazität der Batterie ab.

- **Seriell-paralleler Hybrid:** Elektromotor, Verbrennungsmotor und meist ein Generator sind über eine zusätzliche Kupplung sowohl mechanisch als auch elektrisch miteinander verbunden. Auf diese Art können die unterschiedlichsten Betriebsmodi, von rein elektrischem Fahren, über das kombinierte verbrennungsmotorische und elektrische Fahren bis hin zum rein verbrennungsmotorischen Fahren umgesetzt werden. Durch die mögliche Lastpunktverschiebung zum Boosten oder Laden kann immer ein günstiger Betriebspunkt des Verbrennungsmotors gewählt und so der Verbrauch gesenkt werden.

Die Kombination zweier oder mehrerer unterschiedlicher Energiewandler erfordert ein komplexes Betriebsmanagement. Für eine optimale Fahrweise und eine sichere Betriebsführung müssen Motoren, Leistungselektronik, Verkabelung, Energiemanagement und Steuerung des Gesamtsystems harmonisieren.

Range Extended Electric Vehicle (REEV)

Fahrten über 100 km sind selten [infas & DLR, 2009]. Daher wäre eine Batterie, die solche Reichweiten ermöglicht, entsprechend teuer und schwer, was zu hohen Anschaffungskosten, einem hohen Fahrzeuggewicht und Problemen im Packaging führt. Die aus dem konventionellen Fahrzeug gewohnten Reichweiten können mit BEV bei der derzeitigen Energiedichte von Traktionsbatterien nicht realisiert werden.

Aus diesem Grund wird im REEV (engl.: Range Extended Electric Vehicle) die Batteriekapazität so gewählt, dass zwar ein Großteil der täglichen Fahrstrecken im reinen Elektro-Modus bewältigt werden kann. Ist die Batterie bis zu einem definierten Minimum entladen, wird die Verbrennungsmotor-Generator-Einheit aktiviert und das Fahrzeug im „charge sustaining mode“ (CSM) betrieben. Ziel dabei ist nicht das Wiederaufladen der Batterie, sondern das Generieren elektrischer Energie, die das Zurücklegen längerer Strecken zulässt. Folglich kann der „Reichweitenverlängerer“ so dimensioniert werden, dass dauerhaft lediglich eine mittlere elektrische Zyklus- bzw. Fahrleistung bereitgestellt wird. Kurzfristige Leistungsspitzen müssten über einen Restenergiebestand der Batterie abgefangen werden.

Betrachtet man lediglich die Triebstrangtopologie, so handelt es sich hierbei um einen seriellen Hybridantrieb mit der Möglichkeit der Netzanbindung. Aus diesem Grund wird das Antriebskonzept oft zu den Plug-In-Hybrid-Vehicles (PHEV) gezählt. Eine Besonderheit gegenüber anderen Auslegungen ist der Umstand, dass das REEV seine volle Leistungsfähigkeit auch mit deaktiviertem Range Extender – im EV-Betrieb – abrufen kann, solange der SOC (state of charge) dies zulässt. Während die frühen Untersuchungen zum REEV ausdrücklich nur eine serielle Anordnung der Antriebskomponenten umfassten, wurde das erste Serienfahrzeug, das diese Bezeichnung für sich beansprucht – der Chevrolet Volt – mit mechanischem Durchtrieb des Verbrennungsmotors zur Straße hin realisiert. Diese Funktion steht erst bei entladener Traktionsbatterie bzw. einem geringen Ladezustand zur Verfügung und soll zur Effizienzsteigerung des Fahrzeugs beitragen.

Plug-In-Hybrid (PHEV)

Beim „Plug-In-Hybrid“ (PHEV) handelt es sich um eine Erweiterung des Vollhybridkonzepts um ein an Bord befindliches Ladegerät und eine größere Batterie zum Erreichen einer relevanten rein elektrischen Reichweite. Durch diese Zusatzaufwendungen sind die Anschaffungskosten eines PHEV gegenüber einem HEV wesentlich höher. Die höheren Kosten für Batterie und das Ladegerät müssen im Betrieb amortisiert werden. Dies ist jedoch nur im „charge depleting mode“ CDM möglich, denn aufgrund des etwas höheren Gewichts weist das PHEV im Betrieb mit ausgeglichener Ladebilanz einen höheren Energieverbrauch gegenüber dem HEV auf.

Auch in der Betriebsstrategie existieren Unterschiede zwischen HEV und PHEV. Während im HEV der Fokus darauf liegt Fahrten mit geringen Geschwindigkeiten, z. B. Stadtfahrten, nach Möglichkeit im elektrischen Betrieb zurückzulegen und die Batterie erst bei Bedarf oder aber im mittleren bis hohem Geschwindigkeitsbereich zu laden, sollte beim PHEV zur Ankunft an der Ladestation eine möglichst große Batteriekapazität für das Nachladen am Netz bereitstehen. Dadurch wird ermöglicht, dass ein Maximum der verfügbaren Batteriekapazität für relativ günstig erworbene elektrische Energie genutzt wird und durch hohe Fahranteile mit dieser Energie eine schnelle Amortisation der Anschaffungskosten gewährleistet ist. Daraus folgt, dass prädiktive Betriebsstrategien für Plug-In-Hybride von größerer Bedeutung sind als für klassische Hybride. Denn für kurze Fahrstrecken wird das Fahrzeug im CDM betrieben. Nur bei hohen Geschwindigkeiten oder wenn es die Fahrsituation bzw. Last erfordert, wird in den Parallelbetrieb geschaltet. Erst nach Erreichen eines sogenannten SOC_{HEV} wird die Betriebsstrategie des HEV angenommen [Grebe, 2010]. Vor Erreichen des Ziels wird die Batterie im CDM soweit wie möglich entladen, um sie am Netz aufladen zu können. Das Erreichen des Ziels ist der Hybrid Control Unit (HCU) beispielsweise durch Interaktion mit dem Navigationsgerät bzw. durch Angabe des Fahrers bekannt.

5.1.2 Batterien für den Antrieb

Tabelle 2 bietet eine Übersicht über wesentliche Kenngrößen einer Batterie und stellt diese für Blei-Säure-, Nickel-Kadmium-, Nickel-Metallhydrid-, Lithium-Ionen-, Lithium-Polymer-, Natrium-Nickelchlorid-, Natrium-Schwefel- und Zink-Luft-Batterien gegenüber. Die letzte Zeile der Tabelle 2 gibt die Bewertung zur Eignung des jeweiligen Batterietyps für die Netzintegration an. Die entsprechenden Ansprüche an die Batterie beziehen sich auf eine lange Lebensdauer, eine hohe Zyklenfestigkeit und eine ausreichende Kapazität. Sekundäre Kriterien für die Eignung einer Batterie zur Netzintegration sind Ladezeit und Ladeverfahren, Kosten, Fahrzeiten, Temperaturmanagement und die Versorgung von Nebenverbrauchern. Bei unterschiedlichen Angaben in der Literatur sind hier jeweils die extremen Werte wiedergegeben, um die gesamte Spannbreite zu überblicken. Die Energiedichte bezeichnet die massenbezogene Nennenergie der Zelle. Die Zyklenzahl gibt die Zahl der Zyklen an, bis zu der die Batterie in der Lage ist, 80 % ihrer Nennkapazität abzugeben (normalerweise bei 80 % Entladetiefe). Die Nennspannung entspricht der mittleren Spannung, die sich bei Entladung unter Nennbedingungen einstellt [Jossen & Weydanz, 2006]. Die minimale Ladezeit (bezogen auf eine Vollladung) schließt Schnelllademöglichkeiten ein. Der Ladefaktor ist das Verhältnis von eingeladener Kapazität und entnehmbarer Kapazität in Prozent. Er charakterisiert

die Ladeverluste, z. B. durch Nebenreaktionen oder Selbstentladung. Die letzte Zeile gibt an, inwiefern der Batterietyp für die dezentrale Energiespeicherung geeignet ist.

Batterie	Blei-Säure	Ni-Cd	Ni-MH	Li-Ion
Energiedichte [Wh / kg]	20–50	25–80	55–85	90–160
Leistungsdichte [W / kg]	100	600	600–750	1350 (Hochleistungsvariante)
Zyklenzahl (80 % Nennkapazität)	200–300	1000–4000	100–800	300–1200
Selbstentladung pro Monat	5 %	5 %–30 %	30 %	2 %–8 % bei 20°C
Nennspannung [V]	2	1,2	1,25	3,2*–3,6
Überladetoleranz	hoch	mäßig	schwach	sehr schwach
minimale Ladezeit [h]	8–16	1	2–4	2–4
Wirkungsgrad	80 %–90 %	57 %–70 %	ca. 70 %	90 %–95 %
Arbeitstemperatur	–40°C–60°C	–20°C–60°C	0°C–50°C	< 45°C
Kosten			keine Kostensenkung durch Massenproduktion*	600–1500 € / kWh*
geeignet für NET-ELAN	-	-	++	++

Batterie	Li-Polymer	Na-NiCl (ZEBRA)	NaS	Zink-Luft
Energiedichte [Wh / kg]	100–144	80–100	130	200
Leistungsdichte [W / kg]		90–155	90–110	100
Zyklenzahl (80 % Nennkapazität)	300–1000	600–3700	> 1000–2500	Primärbatterie, Zinkanode muss getauscht werden
Selbstentladung pro Monat	2 %–8 % bei 20°C			
Nennspannung [V]	3,2–3,6	2,58	2,1	
Überladetoleranz	schwach			
minimale Ladezeit [h]	2–4			
Wirkungsgrad	90 %–95 %	91 %	85 %	
Arbeitstemperatur	< 45°C	280°C–330°C	285°C–380°C	
Kosten		ca. 500 € / kWh		
geeignet für NET-ELAN	+	+	+	+

Wenn nicht durch * gekennzeichnet, sind die Daten von [Oertel, 2008] übernommen.

Tabelle 2: Übersicht über verschiedene Eigenschaften von Batterien.

Geht man von diesen Kriterien aus und bewertet die Zyklenfestigkeit und Energie- bzw. Leistungsdichte als wichtigste Bedingungen, ergibt sich, dass Lithium- und Nickel-Metallhydrid-Batterien am besten geeignet sind, um in Fahrzeugen eingesetzt und gleichzeitig zur Netzintegration genutzt zu werden. Auch Natrium-Schwefel- und ZEBRA-Batterien erweisen sich – im Gegensatz zu Blei- und Nickel-Kadmium-Batterien – als geeignet. Die Zink-Luft-Batterie eignet sich für den Einsatz im Fahrzeug, jedoch nicht für die Netzintegration. Als Primärbatterie könnte sie nur ins Netz entladen werden. Dies ist unrentabel, vergleichbar mit der Stromerzeugung für das Netz durch den Range Extender im Fahrzeug. Die zugrunde liegende Bewertung konzentriert sich auf den Schwerpunkt Netzintegration und berücksichtigt nicht die Verfügbarkeit, kalendarischer Lebensdauer und Eignung als Antriebsbatterie.

Andere Speichersysteme wie Brennstoffzellen, Doppelschichtkondensatoren und Schwungräder sind für Betrachtungen im Rahmen des Projekts NET-ELAN nicht relevant, weisen aber teilweise interessante Schnittstellen und sekundäre Anwendungsmöglichkeiten auf.

In den E-Fahrzeugen und Prototypen von heute sowie vermutlich auch im Zeitraum bis 2030 werden überwiegend Lithium-Ionen-Systeme verwendet werden. Gründe hierfür sind die im Vergleich zu anderen Zellchemien höheren Energiedichten, Leistungsdichten und Lebensdauern [Anderman, 2009; Burke, 2007; Markel & Simpson, 2006; Scrosati & Garche, 2010]. Daher werden im Rahmen des Projekts NET-ELAN für die Modellierung und die Systemauslegung nur Lithium-Ionen-Batterien betrachtet.

5.1.3 Ladetechnik

Laut MiD-Studie [infas & DLR, 2010] verfügen über 70 % der Fahrzeugnutzer über einen eigenen Stellplatz. Ein Großteil der Fahrzeuge kann nachts ans Stromnetz angeschlossen werden. Die Anforderungen an die Ladeinfrastruktur sind eindeutig: Sie muss sicher, leicht installierbar und mit einer bequemen Authentifizierungs- und Abrechnungsmethodik versehen sein. An der Umsetzung eines einheitlichen Steckerstandards wird gearbeitet. Aus Platz- und Komfortgründen wären Möglichkeiten des kabellosen Ladens angebracht. Das Aufladen der Traktionsbatterie mittels elektromagnetischer Induktion wurde aber bislang nur probeweise umgesetzt. Die Vorteile des Verfahrens: es ist verschleißfrei, funktioniert unabhängig von der Witterung, ist komfortabel, nicht vandalismusanfällig und kann theoretisch auch zur Übertragung von Steuerungssignalen verwendet werden. Demgegenüber steht eine Vielzahl an Nachteilen des Prinzips selbst, vor allem aber seiner praktischen Umsetzung. Da für das Laden während der Fahrt Leiterschleifen in die Straße verlegt werden müssten, ist das System bislang nur eine Option für geschlossene Betriebe (z. B. Flughäfen). Größere Straßenbereiche mit Leiterschleifen zu versehen, widerspricht derzeit jeder Kosten-Nutzen-Analyse. Hinzu kommen ungeklärte Fragen hinsichtlich der Rechtslage, Zuständigkeit, Zuverlässigkeit und Sicherheit. Die Fahrzeuge müssen mit speziellen Abnehmern im Unterbodenbereich ausgestattet sein, eine einheitliche Lade- und Speichertechnik in allen Elektrofahrzeugen müsste realisiert sein. Eine wichtige Rolle spielt die Identifizierung des ladewilligen Fahrzeugs. Sie wirft die Frage auf, wie gesteuert wird, dass nur dann eine Spannung induziert wird, wenn dies vom vorbeifahrenden Fahrzeugnutzer gewünscht wird, und wie das Fahrzeug selbst erkannt werden kann (dieser Prozess ist auch für die Abrechnung der Kosten von Bedeutung). Eine realistischere Variante als Induktionsschleifen in der Fahrbahn ist das induktive Laden in einer Parkbucht, bei dem die Authentifizierung leicht möglich ist. Nissan

testet ein solches Verfahren in Japan [Erlinger, 2009]. Das Verfahren ist mit Ladeverlusten von 10 % [IAV GmbH, 2009] verlustreicher als ein konventioneller Ladevorgang.

Momentan wird der Großteil der Ladevorgänge über kabelgebundenes Laden abgewickelt. Dabei zeigen die hohen Wirkungsgrade von bis zu 97 % [Konetschny, 2011] den energetischen Vorteil der konduktiven Ladung auf. Die benötigte Infrastruktur ist in Ansätzen vorhanden. So sind z. B. in Berlin 150 öffentliche Ladestationen aus einem RWE-Pilotprojekt zu finden. Problematisch gestaltet sich die immer noch fehlende Standardisierung der Stecker, Kabel und Ladestationen, welche das geringe Angebot nicht für alle Fahrzeuge nutzbar macht. Für die Abrechnung der Kosten wurden verschiedene Systeme entwickelt, welche von speziellen Stromtarifen für xEV bis zum Bezahlen per SMS reichen [Autostromer.de, 2011]. Nach [carIT, 2011] gibt es keinerlei Sicherheitsbedenken bei beiden Ladetechnologien, einzig das Laden an der heimischen Steckdose wird auf Grund der teils veralteten Installationen als kritisch betrachtet. Die Mehrzahl der potentiellen Nutzer beurteilt das Laden per Kabel als nicht störend, wäre jedoch bereit für den Komfortgewinn des induktiven Ladens mehr Geld auszugeben [Papendick et al., 2011].

5.1.4 Demonstrationsvorhaben in Deutschland

Bereits Mitte der 1990er Jahre war das Thema Elektromobilität ein Forschungsschwerpunkt in Deutschland. In den vergangenen Jahren 2009–2011 hat die Bundesregierung den Ausbau und die Marktvorbereitung der Elektromobilität angeregt und durch Mittel aus dem Konjunkturpaket II unterstützt. Im Rahmen von acht Modellregionen wurden verschiedene Demonstrationsvorhaben im privaten und gewerblichen Bereich durchgeführt, um Alltagstauglichkeit, Nutzerakzeptanz, Anbindung an die Infrastruktur oder Integration der Batterietechnik zu untersuchen.

Nachfolgend werden einige der Projekte, die einen besonders wegweisenden Charakter oder einen Bezug auf die im Rahmen des Projektes NET-ELAN untersuchten Themenfelder haben, vorgestellt. Der Fokus liegt auf der Untersuchungsmethodik und den Ergebnissen.

Die *Deutsche Post* testete Mitte der 1990er Jahre Fahrzeuge mit Zink-Luft-Batterien [Böhm, 1994]. Die praktischen Ergebnisse aus diesem einzigen Versuch mit Primärbatterien in Deutschland sind für NET-ELAN unbedeutend, da im Projekt weder eine Simulation von Fahrzeugen mit Primärbatterien vorgesehen noch mit diesem Batterietyp eine multifunktionale Nutzung als Flottenfahrzeug und virtuelles Kraftwerk möglich ist.

Auf *Rügen* wurden 1992–1995 60 zu Elektrofahrzeugen umgerüstete konventionelle Fahrzeuge getestet [Voy, 1996]. Es standen Technik und Praxistauglichkeit im Fokus. Der Versuch lieferte Ergebnisse für den ländlichen Raum, der in der aktuellen Diskussion selten betrachtet wird, in der NET-ELAN-Szenarienentwicklung aber relevant sein könnte. Es zeigte sich vor allem, dass die Fahrzeugnutzung für bestimmte Profile alltagstauglich und weniger einschränkend war als ursprünglich angenommen.

Die Versuche *e-mobility* in London und in Berlin von Smart und RWE testen die Fahrzeugtechnik und analysieren das Ladeverhalten. Im Versuch wird auf eine leistungsfähige und

standardisierte Ladetechnik Wert gelegt. Auf eine solche richtet sich NET-ELAN z. B. bei der Szenarienbildung aus.

In London und Hamburg werden 12 *UPS*-Fahrzeuge (Modex) auf ihre Praxistauglichkeit im innerstädtischen Lieferverkehr getestet. Aus Sicht von NET-ELAN ist das Flottenfahrzeug wegen der komfortablen Bedingungen für die Netzintegration attraktiv. Der Versuch liefert als einer der ersten Ergebnisse über größere Fahrzeuge mit entsprechend großen Batterieblocks und ist wegen seiner „harten“ Fahrzyklen als Referenz für NET-ELAN-Simulationsrechnungen relevant.

Das Projekt von *VW* und *E.ON* ist der bislang umfangreichste Versuch, der sich mit der dezentralen Energiespeicherung und Versorgung aus dem vorhandenen Stromnetz beschäftigt. Er ist besonders für das Arbeitspaket „Rahmenbedingungen der Energieversorgung und Einbindung von Elektrofahrzeugen“ von Bedeutung.

Der Flottenversuch von *BMW/Vattenfall* in Berlin dient der Erprobung der Praxistauglichkeit und Nutzerakzeptanz des *BMW Mini E*, der Lademöglichkeiten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren und der Einbindung von Windenergie. Er zeigt in Ziel und Motivation Ähnlichkeit mit NET-ELAN. Zudem kann sich NET-ELAN an der Auswahl der Testnutzer orientieren. Auch in München findet der *BMW Mini E* Anwendung im ersten Projekt der Modellregion Elektromobilität München unter dem Namen *Drive eCharged*. Dabei soll vor allem die Elektromobilität im Verkehrsalltag von Münchener Stadtbewohnern, Pendlern und Flottenbetreibern näher untersucht werden. Ein erstes Zwischenfazit der 40 Testfahrzeuge macht deutlich, dass das Laden an einer Ladestation – sei es zu Hause oder an der Arbeitsstelle – im allgemeinen (88 %) angenehmer empfunden wird als die Fahrt zur Tankstelle und dass die Reichweite für den Großteil (89 %) der Privatanutzer für die tägliche Nutzung ausreichend groß ist [Eyser, 2011]. Diese Ergebnisse korrespondieren mit denen aus NET-ELAN.

Ein Teilmodul der Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg umfasste die Durchführung von Flottenversuchen mit kommerziellen (Laufzeit: 01.03.2010 bis 30.09.2011) sowie privaten (Laufzeit: 01.10.2009 bis 30.09.2011) Nutzern. Hierbei sei das Projekt *e-car4all* genannt, welches im näheren Sinn ein Carsharing-Konzept für Privatanutzer beschreibt, d. h. es teilen sich 14 Fahrzeugbetreuer mit jeweils 3–10 Privatanutzern ein Elektrofahrzeug. Ein Zwischenfazit hinsichtlich der Nutzerakzeptanz hat ergeben, dass die Alltagstauglichkeit in der Regel bestätigt wird und die Akzeptanz in Bezug auf Fahrzeug und Reichweitenproblematik mit zunehmender Nutzungsdauer ansteigt. Darüber hinaus wird die geringe Geräuscentwicklung als angenehm empfunden. Zu den negativen Aspekten zählen insbesondere der hohe Anschaffungspreis, die geringe Marktverfügbarkeit und Typenvielfalt. [NOW, 2011b]. Es wird im Rahmen von NET-ELAN nicht untersucht, inwiefern sich Carsharing-Konzepte für Netzdienstleistungen eignen würden.

Wenige gemeinsame Schnittstellen zu NET-ELAN weist das Projekt *cologne mobil* auf. In dem 2009 gestarteten Vorhaben wurde der Einsatz von Elektrofahrzeugen im innerstädtischen Verteil- und Lieferverkehr erprobt und hinsichtlich Infrastruktur, Nutzerakzeptanz, Kundenproduktentwicklung und Sicherheit bewertet. Es zeigte sich, dass es zu keinerlei Einschränkungen hinsichtlich der Reichweite im Alltagsbetrieb kam. Darüber hinaus hatten die Nutzer die bekannten Vorteile von E-Fahrzeugen wie z. B. der geräuschlose Betrieb, das

hohe Drehmoment in geringen Drehzahlbereichen und die Umweltfreundlichkeit als positiv bewertet [NOW, 2011a].

Aus dem E-Energy-Projekt RegModHarz ging das Projekt *Harz EE Mobility* hervor, das sich mit der Einbindung regional erzeugter, erneuerbarer Energie in Smart-Grid-Prozesse und der "Betankung" von Elektrofahrzeugen im Großraum Harz-Magdeburg beschäftigt. Das Projekt bietet die Option, die im NET-ELAN-Szenario erhaltenen Ergebnisse auf ihre Relevanz im Feld hin zu untersuchen.

Die Alltagstauglichkeit und die realitätsnahe Bilanzierung des Umweltnutzens gewerblicher Flotten steht im Fokus des Projekts *Future Fleet* (2009–2011), in dem 27 Elektro-Kleinwagen als SAP-Firmenwagen eingesetzt wurden. Obwohl sich das Projekt NET-ELAN auf private Nutzer konzentriert, bietet *Future Fleet* übertragbare Ansätze für die TCO-Betrachtung und die Schnittstelle(n) Nutzer/Fahrzeug ↔ Infrastruktur/Stromnetz.

Im Versuch *MeRegio mobil* steht die Schnittstelle zwischen Smart Home und Elektrofahrzeug im Vordergrund. Der Versuch analysiert auf lokaler Ebene die Implementierung der Ladeinfrastruktur und Möglichkeiten des intelligenten Lademanagements, die im Rahmen von NET-ELAN auf überregionaler Ebene betrachtet werden.

Große Übereinstimmung bei den Forschungsschwerpunkten findet sich bei den Projekten NET-ELAN und *GridSurfer*, welches die Integration der Elektromobilität in bestehende Energie- und Verkehrsnetze im ländlichen Raum erforschte. Die Netzintegration im Einklang mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Erhalt der Netzstabilität wird ausführlicher behandelt als bei NET-ELAN, dass aber dafür ein Prognoseszenario anschließt.

Das Projekt *eETour Allgäu* untersucht Anwendungsmöglichkeiten von Elektromobilität für den Tourismus im Allgäu. Die Fahrzeuge, z. B. Autos, Scooter, E-Bikes, Segways werden von einheimischen Organisationen betrieben. Da das Projekt nicht an einen bestimmten OEM gekoppelt ist, bietet es für NET-ELAN eine Referenz für die uneingeschränkte Wahl der realen Nutzer und Fahrzeuge.

In enger Kooperation mit dem Projekt *eETour Allgäu* arbeitet das Projekt *Smart Wheels* in der Region Aachen. Basierend auf *Smart Watts* werden unter dem Stichwort "Internet der Energie" kosteneffiziente und nutzerfreundliche Konzepte für Elektromobilität zusammengeführt. Von den Teilzielen sind für NET-ELAN die nachhaltige Batteriebewirtschaftung und die Integration adaptiver Elektrofahrzeuge in Verteilnetze von Bedeutung.

In München befinden sich seit 2011 20 *Audi A1 e-tron* im Testeinsatz. Das Ziel ist es dabei, Erfahrungsdaten über den Betrieb, die Nutzung und Betreuung/Wartung der Elektrofahrzeuge im alltäglichen privaten Nutzungsbereich zu erfassen. Dazu werden mithilfe von Datenlogging und einer iPhone-Applikation Nutzungsverhaltensdaten gesammelt und anschließend genauer untersucht. Die Datenerfassung läuft noch bis Ende 2012, sodass erst ab diesem Zeitpunkt mit ersten Ergebnissen zu rechnen ist [NOW, 2011a]. Diese können zur Validierung der in NET-ELAN getroffenen Annahmen für private Nutzer herangezogen werden.

5.2 Nutzeranalysen

Die Identifikation geeigneter Erstnutzer der Elektromobilität stellt eines der Schlüsselemente für die erfolgreiche Umsetzung der erarbeiteten Szenarien dar. Dies setzt voraus, dass die Mobilitätsbedürfnisse zumindest einiger Nutzergruppen mit Hilfe der vorgestellten Fahrzeuge befriedigt werden können, so dass bisher vorhandene Fahrzeuge bei einem Neukauf durch Elektro- oder Hybridfahrzeuge ersetzt werden können.

Das Marktsegment der privaten Nutzer von Mobilität repräsentiert einen signifikanten Anteil am Fahrzeugbestand und wird hier fokussiert, eine gewerbliche Nutzung von Fahrzeugen wird nicht berücksichtigt. In einem mehrjährigen Turnus wird durch eine national koordinierte Befragung von Haushalten in Deutschland u. a. die private Nutzung von PKW erfasst. Die Datenerhebungen für den privaten Verkehr „Mobilität in Deutschland“ wird von den Institutionen INFAS und DLR durchgeführt und ausgewertet [infas & DLR, 2010].

Die Befragung erfasst über 190.000 Wege von 51.000 Personen aus 23.000 Haushalten und bietet damit eine ausreichend hohe statistische Absicherung. Insbesondere wurden regionale Verteilungen und weitere soziodemografische Parameter wie Einkommensverteilung und Altersstruktur bei der Auswahl der Probanden berücksichtigt. Die Datensätze dürfen für wissenschaftliche Zwecke ausgewertet werden. Die Analysen geben Hinweise auf typische Stillstands- bzw. Nutzungsmuster von PKW in Abhängigkeit von z. B. Wohn- oder Lebenssituation. Abbildung 2 gibt eine Übersicht der Datenerfassung, die auf schriftlichen oder telefonischen Haushaltsinterviews basieren.

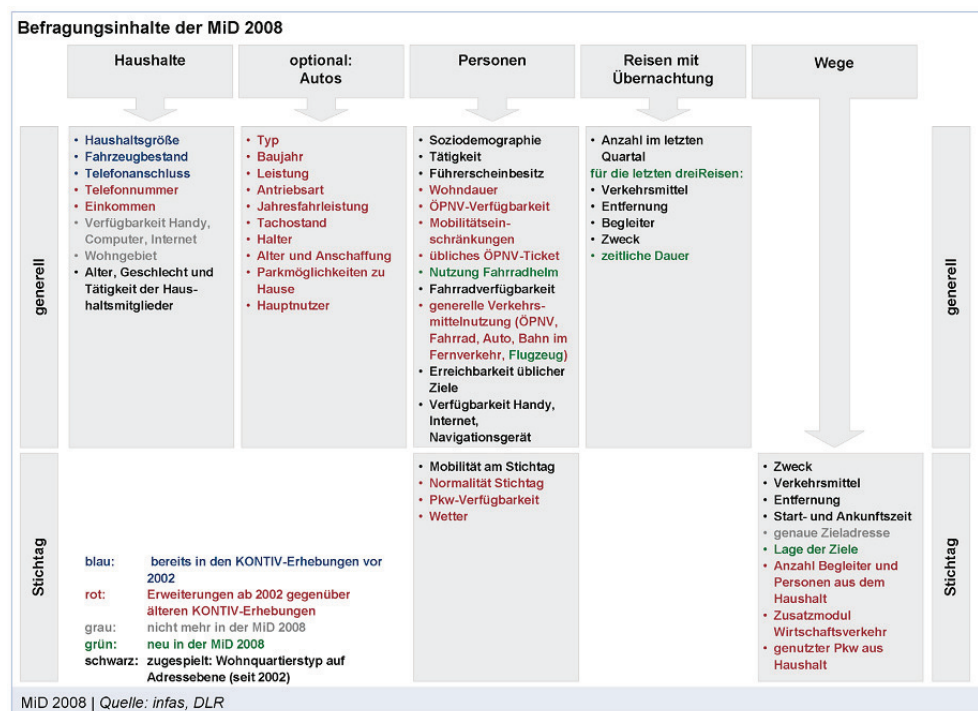


Abbildung 2: Befragungssystematik der Mobilität in Deutschland Studie 2008 [infas & DLR, 2010]

Ein Vergleich von statistischen Kennwerten zum Mobilitätsverhalten von privaten Haushalten und Personen verschiedener Befragten und Zeitpunkte zeigt die folgende Tabelle 3. Basis des Vergleichs sind die Mobilitätshebungen KONTIV (Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten; nur Westdeutschland vor der Wiedervereinigung), MoP (Mobilitätspanel) und MiD (Mobilität in Deutschland) zu jeweils verschiedenen Erhebungsjahren. Die Erhebungen unterscheiden sich auch hinsichtlich Befragungssystematik und Probandenauswahl.

		KONTIV 1982	MoP 1998	MoP 2002	MoP 2008	MiD 2002	MiD 2008
Anteil mobiler Personen	%	82	91	91	92	85	89
Wege pro mobiler Person und Tag	#	3,7	3,9	3,8	3,7	3,9	3,9
Tagesstrecke pro mobiler Person und Tag	[km]	37	43	42	44	45	46
Unterwegszeit pro mobiler Person	[h:min]	1:27	1:28	1:26	1:27	1:27	1:30
durchschnittliche Wegelänge	[km]	10,0	11,1	11,0	11,8	11,7	11,8
Modal Split – Basis Wege	Zu Fuß	%	29	22	24	22	23
	Fahrrad	%	11	8	10	11	10
	MIV-Fahrer	%	37	45	43	42	47
	MIV-Mitfahrer	%	13	14	14	13	12
	Öffentlicher Verkehr	%	10	10	9	11	9

Tabelle 3: Statistische Kenngrößen des Verkehrsverhaltens in der zeitlichen Entwicklung

Die dargestellten Werte beinhalten alle Wege mit allen Verkehrsmitteln inklusive Fußgänger- und Fahrradverkehr. Die Anzahl der Wege und die Unterwegszeiten unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Befragungen und in der zeitlichen Entwicklung. Bei der zeitlichen Entwicklung der Tagesstrecke und durchschnittlichen Weglänge ist in den letzten knapp 25 Jahren eine deutliche Steigerung zu erkennen. Dies geht einher mit einer deutlichen Steigerung der durchschnittlichen Geschwindigkeiten bei der Zurücklegung der Wege. Der Anteil des motorisierten Individualverkehrs als Fahrer und Beifahrer hat sich weiterhin auf knapp 60 % im Jahr 2008 erhöht.

5.2.1 Auswertung der MiD-Studie

Die Datenbank „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008) ermöglicht die Stichtagsauswertung von knapp 190.000 Wegen von über 29.000 Fahrern und Beifahrern von PKW für den privaten Verkehr. Es wurden die Wege von über 21.000 Personen von Montag bis Freitag und knapp 8000 Personen am Wochenende erfasst und für das Projekt ausgewertet.

Eine Auswertung dieser Datenbank gab in einem ersten Schritt Aufschluss über die durchschnittliche Fahrzeugnutzung. Folgende interessante Ansatzpunkte für die sinnvolle Nutzung von E-Fahrzeugen können abgeleitet werden:

- 93 % aller Fahrzeuge sind über Nacht zu Hause
- über 70 % der Nutzer besitzen eine Garage oder einen festen Stellplatz
- es sind nie mehr als 13 % aller Nutzer gleichzeitig unterwegs

Die durchschnittliche Tagesfahrstrecke liegt an Werktagen bei 45,2 km bei 4 Wegen und einer Tagesfahrdauer von 86 Minuten. Am Wochenende verringert sich die Zahl der Wege auf 3, dabei steigt jedoch die mittlere Tagesfahrstrecke an. Eine Übersicht aufgeschlüsselt nach Werk- und Wochenendtagen gibt Tabelle 4. Hier ist anzumerken, dass die Auswertung auf Basis der Nutzer erfolgt ist. Es ergeben sich Abweichungen zur Auswertung der in der MiD erfassten Fahrzeuge, bedingt durch die Möglichkeit, dass mehrere Nutzer ein und dasselbe Fahrzeug benutzen können.

		Alle Tage	Mo. bis Fr.	Sa.	So.
Mittlere Tagesfahrstrecke	[km / Tag]	45,9	41,7	49,8	55,6
Mittlere Tagesfahrdauer	[Min / Tag]	88,9	85,7	91,7	97,1
Mittlere Tageswegezahl	[# / Tag]	3,9	4,0	3,8	3,1
Mittlere Weglänge	[km]	11,8	10,3	13,2	17,8
90 % der Tagesfahrstrecke kleiner als	[km]	90,1	87,3	108,8	133,8

Tabelle 4: Nutzerparameter an Werk- und Wochenendtagen [infas & DLR, 2010]

Abbildung 3 zeigt den Tagesverlauf der Fahraktivität (Anteil der Fahrzeugnutzer, die gleichzeitig unterwegs sind) für Werk- und Wochenendtage. Der Vergleich der Tagesgänge zeigt deutlich unterschiedliche Verläufe: Während an Werktagen aufgrund des Berufsverkehrs am Morgen und spätem Nachmittag eine M-Kurve entsteht, zeigt sich im Wochenendverlauf eher ein gleichmäßiges Plateau. Hinzu kommt, dass der Beginn der Fahraktivitäten am Wochenende etwas später beginnt, wobei der Zeitpunkt der abendlichen Rückkehr sehr ähnlich ist.

Weitere Untersuchungen der MiD-Daten gelten der Identifikation von Nutzergruppen, die sich aufgrund ihres Nutzungsprofils für die Erstinutzung von E-Fahrzeugen besonders eignen. Dabei stellt sich heraus, dass die Filterung einzelner Parameter zu einer deutlichen Verkleinerung der betrachteten Gruppe führt. Bereits die Einschränkung durch zwei Größen wie z. B. Alter, Lebensphase, Haushaltstyp oder Wohnregion führt zu so kleinen, heterogenen Teilmengen, dass eine statistische Untersuchung nicht mehr möglich ist.

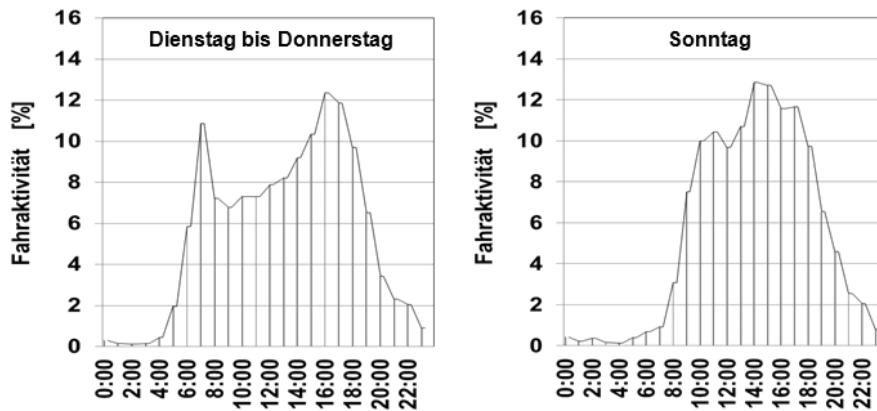


Abbildung 3: Fahraktivität werktags und am Wochenende [infas & DLR, 2009]

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt die Verteilung der kumulierten Tagesfahrstrecke, aufgeschlüsselt nach verschiedenen soziodemografischen Parametern. Abgesehen von einzelnen Gruppen, die etwas später am Vormittag losfahren, sind die Kurven weitestgehend deckungsgleich. Die Gruppe der Rentner fährt mit 34,8 km pro Tag deutlich weniger als der Durchschnitt. Die Auswertung der Fahraktivitäten nach Nutzergruppen zeigt eine ähnliche Übereinstimmung der Tagesprofile.

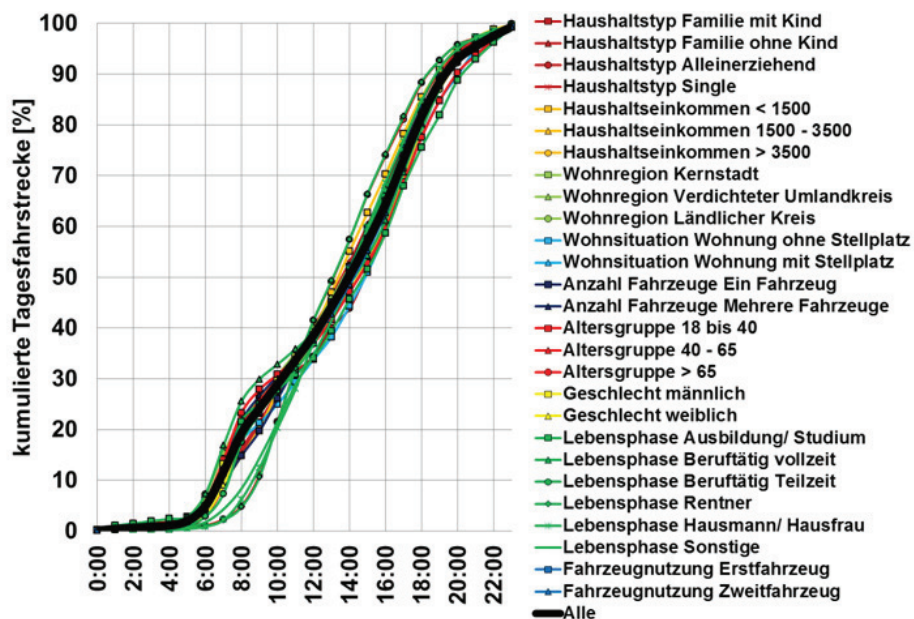


Abbildung 4: Kumulierte Tagesfahrstrecke über den Tagesverlauf für unterschiedliche soziodemografische Parameter [infas & DLR, 2009]

Insgesamt lässt sich – basierend auf der statistischen Auswertung von Nutzern – feststellen, dass der prädestinierte Nutzer für Elektrofahrzeuge nicht eindeutig einer soziodemografi-

schen Gruppe zugeordnet werden kann. Für die weiteren Analysen wird daher die statistische Gesamtheit der erfassten Fahrzeuge der MiD als Basis verwendet.

Um die Nutzeranalysen zu vertiefen, wurde eine messtechnische Untersuchung des Fahrverhaltens einzelner Fahrzeuge und deren Nutzer durchgeführt. Ausgewählte Nutzer wurden dazu über einen Zeitraum von 7–10 Tagen mit einem autarken Datenlogger [Schüppel et al., 2010] ausgestattet, der es erlaubt, anschließend das aufgezeichnete Fahrprofil zu untersuchen. Ergänzend dazu füllten alle Probanden einen Fragebogen aus, der Aufschluss über deren soziodemografische Einordnung gibt.

5.2.2 Datenlogger TU-veLOG

Für die detaillierte Untersuchung einzelner privater und gewerblicher Nutzergruppen wurde in einem ersten Schritt die notwendige Messtechnik ausgewählt und konfiguriert. Da im Projekt eine kostengünstige, kompakte Messeinheit benötigt wurde, die GPS-Signale, Geschwindigkeits- und Beschleunigungsverläufe aufzeichnen kann und dabei gleichzeitig fahrzeug- und fahrerunabhängig ist, wurde eigens für diese Versuche ein Messgerät neu programmiert. Grundlage dafür bildete ein Package Tracker, der um einen Stand-By-Modus und einen zusätzlichen Batteriepack erweitert wurde. Die nachfolgende Abbildung 5 gibt einen Überblick über die aufgezeichneten Daten des Datenloggers TU-veLOG.

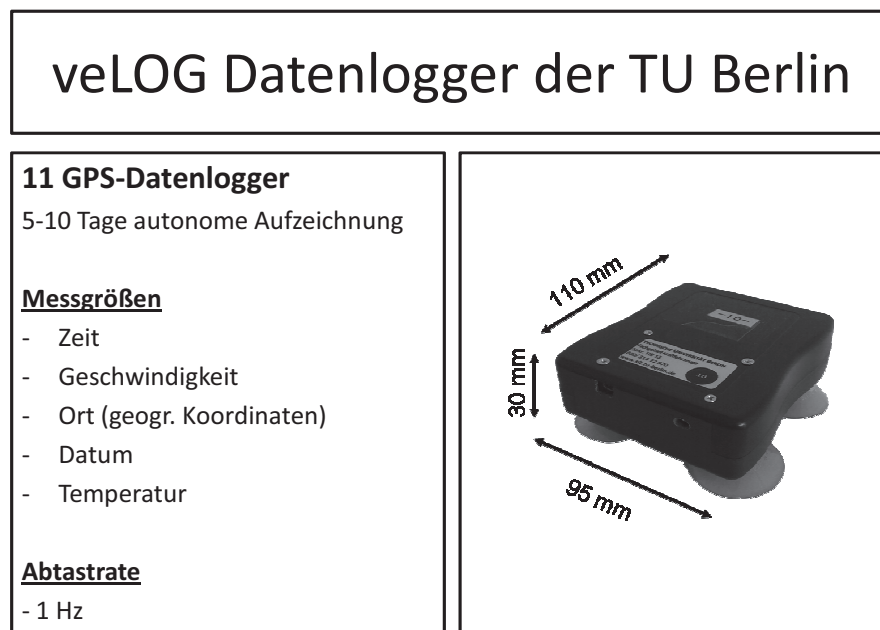


Abbildung 5: Aufgezeichnete Daten und Ansicht des VeLOG

Es wird der GPRMC (Global Positioning Recommended Minimum sentence C)-Datensatz der NMEA (National Marine Electronics Association) verwendet, der den empfohlenen Minimaldatensatz für GPS-Daten enthält, welcher von der NMEA zur Prozessierung von GPS-Daten für nicht-kommerzielle, statistische Zwecke generiert wurde. Wenn das Fahrzeug län-

ger als eine Minute inaktiv ist, wird der Datenlogger in einen Schlafmodus versetzt und bei erneuter Bewegung des Fahrzeugs reaktiviert. Dadurch erlaubt die interne Lithium-Ionen-Batterie eine unabhängige Energieversorgung von fünf bis zehn Tagen, die nur von der Dauer der aktiven Fahrzeugnutzung und den Umgebungsbedingungen abhängt.

Die Daten werden intern gespeichert und über einen USB-Port ausgelesen. Die großen Vorteile des Loggers sind sein Komfort und seine Robustheit. Er erfordert keine Eingriffe seitens des Fahrers. Dieser muss das Gerät weder ein- noch ausschalten und auch nicht mit der bordeigenen Stromversorgung verbinden. Der Datenlogger ist nicht mit dem Fahrzeug verbunden. Außerdem ist er kompakt (30 mm x 95 mm x 110 mm), leicht zu transportieren und in allen Fahrzeugen anwendbar. Er kann – mit Unterbrechungen für das Auslesen der Daten und das Nachladen – kontinuierlich genutzt werden. Die Nutzung mehrerer Geräte (z. B. für simultane Messungen) ist problemlos umsetzbar.

Nachteilig kann sich die interne Stromversorgung auswirken. Sie beschränkt die Dauer der Messungen (auf die angesprochenen fünf bis zehn Tage), was die Repräsentanz des beobachteten Fahrmusters herabsetzen kann. Wie bei Messungen im Dezember 2009 und Januar 2010 festgestellt, reduziert eine geringe Außentemperatur deutlich die Betriebszeit des Loggers. Diese Einschränkung kann durch überlappenden Einsatz mehrerer veLOGs mit kurzer Einsatzzeit kompensiert werden. Eine andere Herausforderung betrifft die Sensitivität der Messtechnik. Zum einen könnte sich die Auflösung von 1 Hz als zu grob für sekundäre / erweiterte Anwendungen herausstellen. Deshalb wird eine höhere Auflösung für die zweite Generation der veLOGs (20–30 Hz) angestrebt. Zum anderen besteht ein Zielkonflikt in der Wahl der Schwellwerte für den Wechsel zwischen Schlaf- und Wachmodus. Sie ist so festgelegt, dass eine Störung durch äußere Einflüsse (z. B. Aufwachen durch Erschütterungen, die ein am parkenden Fahrzeug vorbeifahrender LKW verursacht) nicht ausgeschlossen werden kann. Es kommt vor, dass das Gerät erst reaktiviert wird, wenn das Fahrzeug schon einige Sekunden oder Minuten unterwegs ist. Um dieses Problem zu lösen, enthält die Prozedur zur Datenanalyse einen Abgleich der Geschwindigkeit-Zeit-Profile mit den geografischen Koordinaten. Schlussendlich können Datenlücken entstehen, wenn dem System zeitweilig nicht genügend GPS-Satelliten zur Kommunikation zur Verfügung stehen. Das ist z. B. beim Durchfahren von Hochhausschluchten der Fall.

5.2.2.1 Parameter

Für alle gültigen Messungen wird die Lokalzeit (unter Berücksichtigung von Sommer- und Winterzeit) bestimmt und mit den zugehörigen Geschwindigkeitswerten und Koordinaten verknüpft. Der Batteriezustand und die atmosphärischen Rahmenbedingungen (Luftdruck, Lufttemperatur, Luftfeuchte) werden im Hintergrund für eine eventuelle Validierung gespeichert. Informationen über den Kurs und die magnetische Abweichung werden zwar registriert. Sie sind für die Nautik relevant, werden für unsere Zwecke aber nicht weiter betrachtet.

Das Geschwindigkeitsprofil und die Zahl der Messungen pro Ort werden in geografischen Koordinaten registriert (vgl. Abbildung 6). Aus dieser Karte lässt sich leicht ablesen, wo sich das Fahrzeug wann befand und wie seine Geschwindigkeitsverteilung entlang der zurückgelegten Strecke aussieht.

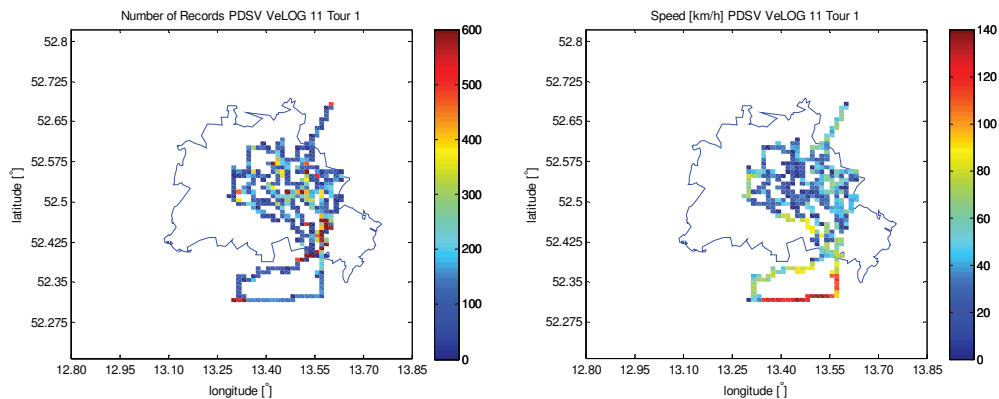


Abbildung 6: GPS-Koordinaten und Geschwindigkeit eines Fahrzeugs mit veLOG

Auf der linken Seite der Abbildung ist farblich kodiert die Zahl der Messungen des TU veLOGs pro Ort während einer fünftägigen Messperiode zu sehen. Rote Felder symbolisieren Orte mit häufigen Standphasen. Die Karte wurde in 5740 Felder unterteilt. Alle Werte in einem Feld wurden addiert. Es lässt sich ein Aktionsradius im Großraum Berlin ablesen. Rechte Seite: Farbkodiertes Geschwindigkeitsprofil desselben Fahrzeugs. Die Messungen zeigen einen deutlichen Unterschied in der Geschwindigkeit zwischen der Berliner Innenstadt und dem Umland. Alle innerhalb eines der 5740 Felder gemessenen Geschwindigkeitswerte wurden gemittelt.

Die Abbildung zeigt beispielhaft das Geschwindigkeitsprofil eines vermessenen Fahrzeugs. Man erkennt deutlich die Unterschiede zwischen Fahrten auf der Autobahn (südlich von Berlin, roter Bereich), auf Landstraßen (andere Felder außerhalb der Stadtgrenze, grün-gelb dominierter Bereich) und in der Innenstadt (blauer Bereich).

Aus den aufgezeichneten Messdaten lassen sich folgende Parameter ableiten:

- Tag des Jahres und Wochentag
- Abstand zwischen zwei benachbarten Werten (unabhängig abgeleitet aus Koordinaten bzw. Geschwindigkeitswerten)
- prozentuale Anteile von Stadt-, Überland- und Autobahnfahrten
- Aktionsradius
- Länge und Ort der Standzeiten
- Länge der aktiven Phasen pro Tag

5.2.3 Einzelanalysen

Insgesamt konnten 47 Nutzer im Detail untersucht werden, wobei auf eine möglichst differenzierte Stichprobe geachtet wurde. So sind die Testpersonen aus unterschiedlichen Regionen Deutschlands und verfügen in Anlehnung an die Ergebnisse aus der MiD-Studie über einen unterschiedlichen soziodemografischen Hintergrund. Die Untersuchung bezieht sich

ausschließlich auf Privatpersonen, wenngleich mit Hilfe der Datenlogger auch Nutzungsprofile gewerblicher Flotten bereits untersucht wurden (Paketdienst, Apothekenlieferdienst, Taxi Berlin). Die Daten werden auf der im Rahmen des Projektes erstellten Fahrprofilatenbank DANA⁴ hinterlegt, um auch für weitere Untersuchungen zur Verfügung zu stehen.

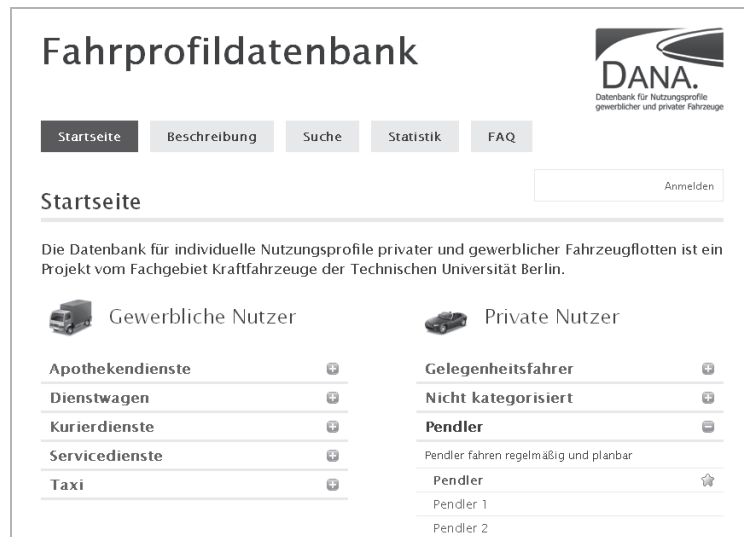


Abbildung 7: Fahrprofilatenbank DANA

Nachfolgend ist beispielhaft die Datenauswertung eines Vollzeit beschäftigten, 40jährigen Pendlers aus Berlin-Spandau (Stadtrand) dargestellt (Abbildung 8 und Abbildung 9). Er legt im Jahr eine Strecke von 15.000 km zurück. Die automatisierte Auswertung ermöglicht hierbei nicht nur eine Aussage über durchschnittlich gefahrene Wegstrecken oder Geschwindigkeitsprofile, sie ist gleichzeitig die Grundlage für die Batterieladestrategien und ermöglicht Annahmen zum erwarteten Verbrauch. Die grafische Auswertung hat sich in der Beurteilung und Kategorisierung der einzelnen Nutzer als nützlich erwiesen, da Durchschnittswerte und Verteilungen einige Einzeleffekte unberücksichtigt lassen.

⁴ Datenbank für Nutzungsprofile gewerblicher und privater Fahrzeuge

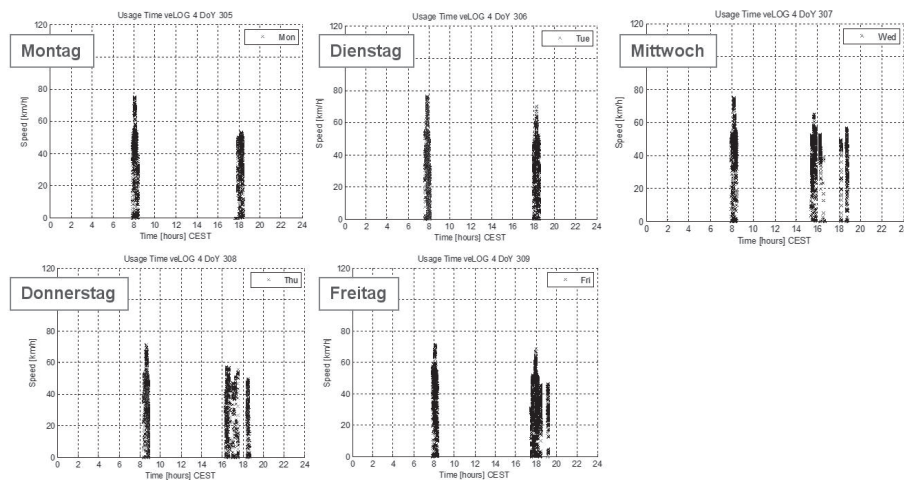


Abbildung 8: Nutzungsprofil eines Berufspendlers in der Arbeitswoche

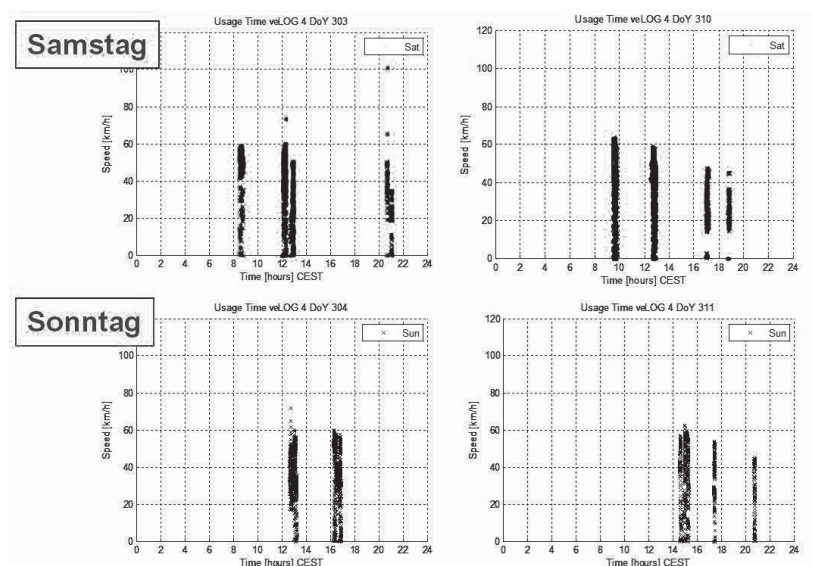


Abbildung 9: Nutzungsprofil eines Berufspendlers an 2 Wochenenden

Für das als vielversprechend eingestufte Nutzerprofil des „Pendlers“ ist die dargestellte Woche nicht durchgehend repräsentativ. Häufig konnten Fahrten auch im Zeitfenster der Arbeitszeit beobachtet werden, was ggf. eine Einschränkung bei den Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz nach sich zieht. Als Ladestrategien kommen grundlegend drei Möglichkeiten (und deren Kombinationen) in Betracht:

- tägliches Laden über Nacht
- Nachladen während der Arbeitszeit (Betriebsparkplatz)
- Nachladen an öffentlichen Ladesäulen

Aufgrund der insgesamt kurzen täglichen Fahrstrecken unter 50 km, bietet sich für den hier dargestellten Pendler das Laden über Nacht an. Dies ermöglicht batterieschonendes Aufladen mit kleinen Ladeleistungen und auch die Steuerung der Ladung in einem großen Zeitfenster (> 8 h). Ein zweites Ladeintervall am Arbeitsplatz wird als Szenario ebenfalls betrachtet, wird aber nach bisherigem Stand der Auswertung eine untergeordnete Rolle spielen. Auch das „Auftanken“ an öffentlichen Ladestationen wird im Rahmen des Projektes nur als optional betrachtet, da aktuelle Untersuchungen noch zahlreiche Probleme im wirtschaftlichen Betrieb sehen. So übersteigen die Konstruktion, Installation und Wartung einer öffentlichen Ladesäule den erwarteten Ertrag über der Lebensdauer. In der Phase der Markteinführung von Elektromobilität wird versucht, die Frequentierung der Ladesäule durch Positionierung an attraktiven Standorten zu erhöhen (z. B. Ladebucht als Parkplatz in Zentrumsnähe). Diese stehen allerdings nur in geringem Umfang dauerhaft zur Verfügung [Häußermann, 2010].

Für die spätere Einschätzung zur Dauer der Netzanbindung ist neben den Einzelprofilen eine Vorhersage über die Standzeiten an festen Stellplätzen entscheidend. Hierzu gibt die prozentuale Verteilung der Fahrzeiten Aufschluss, die in Abbildung 10 dargestellt ist.

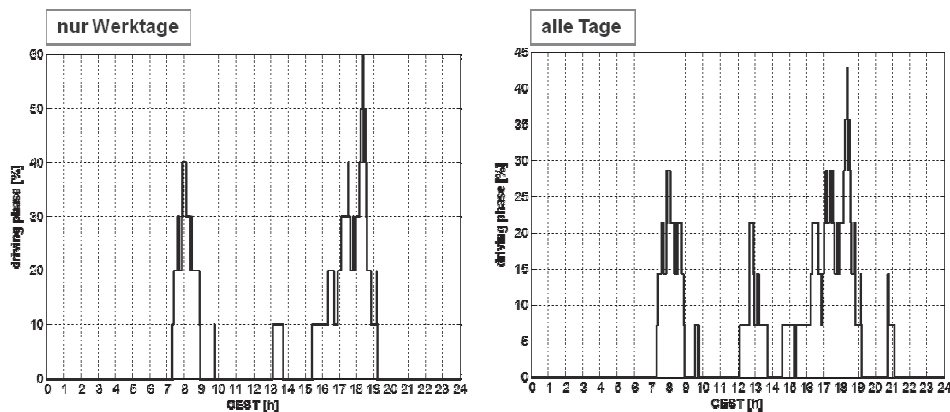


Abbildung 10: Zeitliche Verteilung der Fahraktivitäten eines Berufspendlers an Werktagen (li.) und über die gesamte Woche (re.)

Im dargestellten Beispiel kann, vorausgesetzt der Fahrer ist gewillt sein Fahrzeug allabendlich anzuschließen, ein Ladefenster von 22 bis 7 Uhr für das Nachladen genutzt werden.

Soll ein E-Fahrzeug ein vorhandenes Fahrzeug ersetzen oder als Zweitfahrzeug ergänzen, müssen alle Limitierungen hinsichtlich ihrer Alltagstauglichkeit für die entsprechenden Zielgruppen überprüft werden.

5.2.3.1 Reichweite

Die aus Sicht des Käufers gewünschte Reichweite unterscheidet sich zum Teil erheblich von der auf Grundlage der Untersuchungen ermittelten tatsächlichen Bedarfsreichweite. Die theoretisch nötige Fahrdistanz wird aus den Daten der veLOG-Aufzeichnungen gewonnen.

Durchschnittlich fuhren die untersuchten Probanden 53 km pro Tag, wovon 78 % unter 50 km am Tag zurücklegen. (Die Differenzierung in verschiedene Nutzergruppen ist hierbei noch nicht berücksichtigt.) Mit Hilfe des Fragebogens wird darüber hinaus erhoben, welche Reichweite die untersuchten Personen beim Neukauf eines Fahrzeugs als akzeptabel einstufen würden. Diese Ergebnisse und ergänzend die Resultate einer Umfrage des TÜV Süd [TÜV Süd, 2009] zu den akzeptierten Reichweiten zeigt die nachfolgende Abbildung 11.

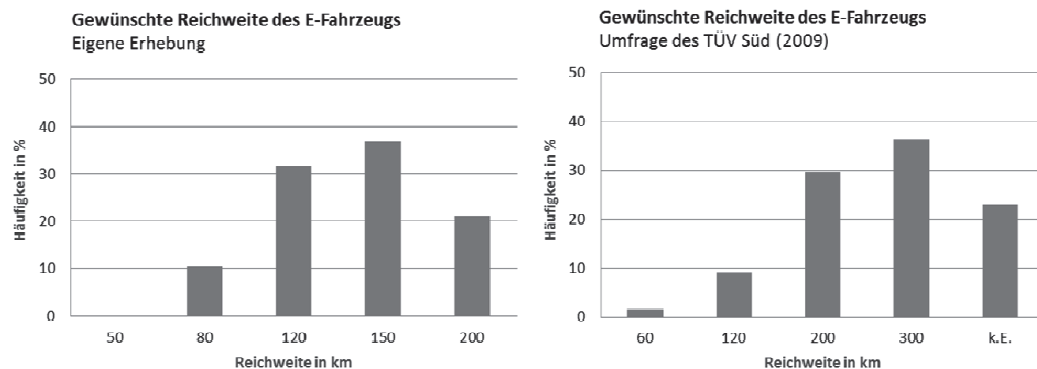


Abbildung 11: Gewünschte Reichweite für batterieelektrische Fahrzeuge nach eigenen Erhebungen (li.) und laut einer Umfrage des TÜV Süd (2009, re.)

Die Umfrageergebnisse des TÜV Süd deuten hierbei auf eine Besonderheit im Umgang mit potenziellen E-Fahrzeugnutzern hin: Reichweiten von bis zu 300 km sind bei derzeitigen Energiedichten und Kosten aktueller Batterietechnik mit nicht vertretbaren Kosten verbunden. Der Sensitivität dieser Größe sind sich die Befragten aber nur selten bewusst. Daher wurde der im Projekt NET-ELAN angewandte Fragebogen durch kurze Erläuterungstexte ergänzt. Dementsprechend verschiebt sich die maximale Reichweite hin zu kleineren km-Angaben. Die von den meisten Befragten präferierten Reichweiten zwischen 120 und 150 km wurden auch bei den meisten Anbietern kleiner E-Fahrzeuge eingehalten. Die Ergebnisse dieser Auswertung fließen in die Auslegung der Fahrzeuge ein.

Dem Wunsch nach einer verlängerten Reichweite kann in Zukunft durch die Verbesserung der Batterien in Hinblick auf die Erhöhung der Energiedichte Rechnung getragen werden. Einer Studie von [Roland Berger GmbH, 2009a] zufolge soll die Energiedichte von heute 100 Wh/kg bis 2015 auf 125 Wh/kg und 2020 auf 180 Wh/kg ansteigen. Die theoretische Grenze heutiger Batteriechemien liegt nach diesen Untersuchungen auf Systemebene bei 200 Wh/kg, was einer Verdopplung der Reichweite entspricht. Ein technischer Durchbruch mit anderen Materialien (z. B. Lithium / Sauerstoff) und damit mögliche deutlich höhere Energiedichten wird erst nach 2030 erwartet, so dass derartige Konfigurationen nicht in die Betrachtungen eingehen.

5.3 Energiemodell

Die aus den messtechnisch aufgezeichneten Fahrprofilen generierten Fahrzyklen werden zur Berechnung des Energiebedarfs unterschiedlicher Fahrzeugkonzepte mit elektrifiziertem Antriebstrang und einer Möglichkeit zur Netzanbindung verwendet. Hierzu werden die zu untersuchenden Fahrzeugkonzepte definiert, und es werden Fahrleistungs- und Verbrauchsmodelle dieser Fahrzeugkonzepte erstellt. Im Folgenden werden die Simulationsmodelle vorgestellt. Zum Abschluss dieses Kapitels wird die iterative Auslegung der gewählten Fahrzeugkonzepte in Auszügen diskutiert.

Die gewählten Fahrzeuge müssen die Voraussetzung der Möglichkeit einer Ladung am Stromnetz erfüllen. Hierzu kommen vor allem batterieelektrische Fahrzeuge aber auch Hybridkonzepte mit vergrößerter Batterie und einer Vorrichtung zum Nachladen am Stromnetz in Frage. Um die Einflüsse der Elektromobilität auf das Stromnetz möglichst vollständig untersuchen zu können, werden alle relevanten Fahrzeugkonzepte, welche die Möglichkeit bieten, einen Großteil der zum Fahren benötigten Energie dem Stromnetz entnehmen, in der Simulation umgesetzt und untersucht.

5.3.1.1 Battery Electric Vehicle (BEV)

Im BEV werden nur das elektrische Fahren sowie das rekuperative Bremsen als Fahrzustände genutzt. Somit kann die Batterie nur durch Ladung am Stromnetz sowie durch den Bremsvorgang geladen werden, während die Energie für alle Nebenverbraucher rein von der Batterie bereitgestellt werden muss.

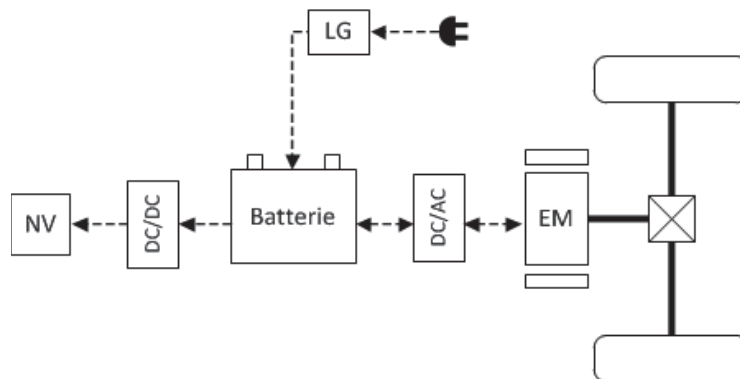


Abbildung 12: Battery Electric Vehicle (BEV)

5.3.1.2 Range Extended Electric Vehicle (REEV)

Im REEV gestaltet sich die Hybridsteuerung vergleichsweise einfach. Hier wird nach Erreichen eines unteren Ladegrades ein intermittierender Einpunktbetrieb des Verbrennungsmotors realisiert. Dabei wird der Verbrennungsmotor stets mit seinem optimalen Wirkungsgrad betrieben. Es wird im Modell eine Digital-Strategie verfolgt, bei welcher der Range-Extender bei Unterschreiten einer SOC-Untergrenze angeschaltet und bei Erreichen einer Obergrenze abgeschaltet wird. Das Band zwischen Unter- und Obergrenze befindet sich mittleren SOC-

Bereich (ca. 20 %–30 % SOC), da ein Teil der Batteriekapazität für das Laden am Netz und für rekuperatives Bremsen vorgehalten wird, während noch genügend Energie vorhanden sein muss um etwaige Fahrleistungsspitzen sowie den Nebenverbrauch während des Ladevorgangs per Range-Extender abzudecken. Der direkt an die Verbrennungskraftmaschine (VKM) angekoppelte Generator erzeugt elektrische Leistung, die der Batterie zugeführt wird, wie in Abbildung 13 dargestellt. Auch ein gleichzeitiges Versorgen der elektrischen Maschine und Laden der Batterie wäre möglich.

Zusätzlich wird ein Mehrpunktbetrieb bzw. Best-Operating-Line-Betrieb realisiert. Dabei kann die Verbrennungsmotor-Generator-Einheit in unterschiedlichen Betriebspunkten arbeiten und würde geringere Dauerleistung im städtischen Verkehr und eine höhere auf Autobahnfahrten liefern. Der ermittelte Verbrauch steigt jedoch durch den Betrieb des Verbrennungsmotors in Betriebspunkten mit höherem spezifischem Verbrauch an. Diese Ladestrategie nimmt somit eine geringere Effizienz in Kauf und wurde daher nicht weiter berücksichtigt.

Als Verbrauchswert für den intermittierenden Einpunktbetrieb wird ein optimaler Betriebspunkt für einen aktuell in Frage kommenden Motor ermittelt. Der spezifische Benzinverbrauch beträgt dabei 235 g / kWh.

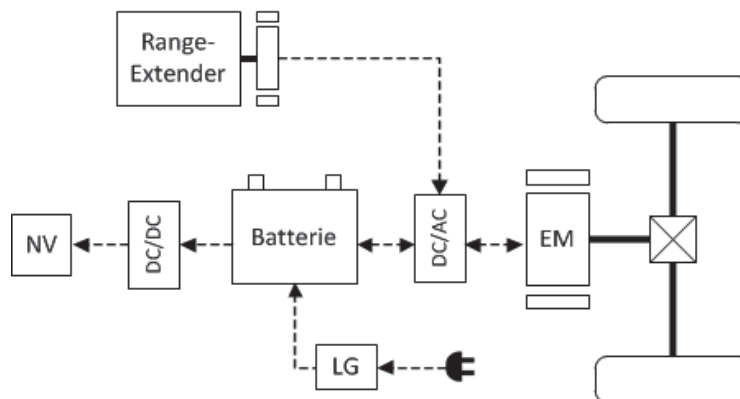


Abbildung 13: Range Extended Electric Vehicle (REEV)

5.3.1.3 Plug-In-Hybrid (PHEV)

Für das PHEV sind zwei Simulationsmodelle entstanden. Zum einen handelt es sich um ein auf Basis des Toyota Prius erstelltes, leistungsverzweigtes PHEV-Modell, zum anderen um ein rein paralleles Hybridkonzept. Auch wenn Erkenntnisse aus beiden Modellen in das Projekt NET-ELAN einfließen, so wird lediglich das rein parallele Konzept als Berechnungsgrundlage verwendet. Das PHEV-Simulationsmodell verfügt über die folgenden, für Full-Hybrid-Fahrzeuge typischen Betriebsmodi:

- Start-Stopp-Funktion
- Lastpunktanhebung
- elektrisches Fahren

- konventionelles verbrennungsmotorisches Fahren
- Bremsenergierückgewinnung

Eine Boost-Funktion wird nicht realisiert, da sie in der Regel keine Verbesserung des Motorbetriebspunktes bewirkt und den Ladezustand der Batterie negativ beeinflusst. Boosten mag im realen Fahrbetrieb den Fahrkomfort und Fahrspaß für den Fahrer erhöhen, in der simulativen Betrachtung spielt diese Funktion jedoch keine Rolle. Im hier verfolgten Ansatz wird auf eine möglichst gute Annäherung der Motorlast an das Verbrauchsoptimum geachtet, was in den meisten Fällen dazu führt, dass der Verbrennungsmotor durch den Elektromotor belastet und nicht entlastet werden muss. Dies geschieht durch eine Lastpunktanhebung, wobei der Elektromotor im Generatorbetrieb läuft.

Für das Modell des parallelen Hybridantriebsstrangs wird das Modell eines konventionellen Antriebsstrangs um die entsprechenden Komponenten erweitert. Dabei handelt es sich um ein Fahrzeug der Kompaktklasse mit einem Ottomotor und einem Sechs-Gang-Getriebe. Die Antriebsleistungen der Nebenverbraucher werden im Modell des konventionellen Triebstrangs im Sinne eines Riementriebs direkt an der Welle des Verbrennungsmotors mit einer konstanten mechanischen Leistung abgegriffen (Abbildung 14). Das Modell konnte anhand der veröffentlichten Verbrauchswerte im NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus) validiert werden. Dabei beträgt der berechnete Verbrauch 7,13 l/100 km während der Hersteller 7,2 l/100 km angibt [Auto Motor Sport, 2005]. Dadurch ist sichergestellt, dass die verwendeten Parameter und Datensätze als Bezugsbasis für die weitere Simulationen dienen können.

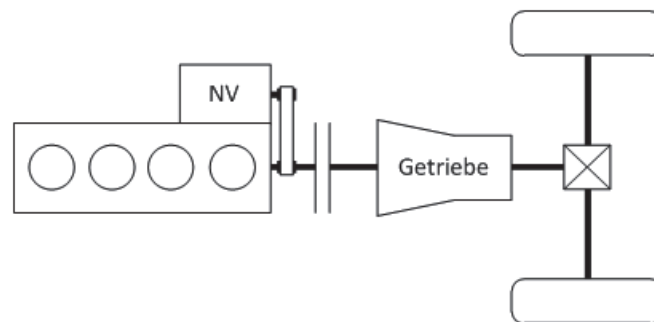


Abbildung 14: Konventionelles Fahrzeug

Der konventionelle Antrieb wird für die Hybridisierung um eine E-Maschine erweitert, welche sich an der Getriebeeingangswelle befindet. E-Maschine und Verbrennungsmotor sind durch eine Kupplung getrennt, so dass bei rein elektrischem Betrieb der Verbrennungsmotor nicht mitgeschleppt werden muss (Abbildung 15). Die zusätzliche Energie für den E-Motor wird durch eine Batterie bereitgestellt. Die Nebenverbraucher, die hier als ausschließlich elektrisch angenommen werden, werden ebenfalls von der Batterie gespeist, da der Verbrennungsmotor in einigen Fahrsituationen, wie z. B. dem elektrischen Fahren, abgeschaltet ist und somit keine Leistung für die Verbraucher bereitstellen kann.

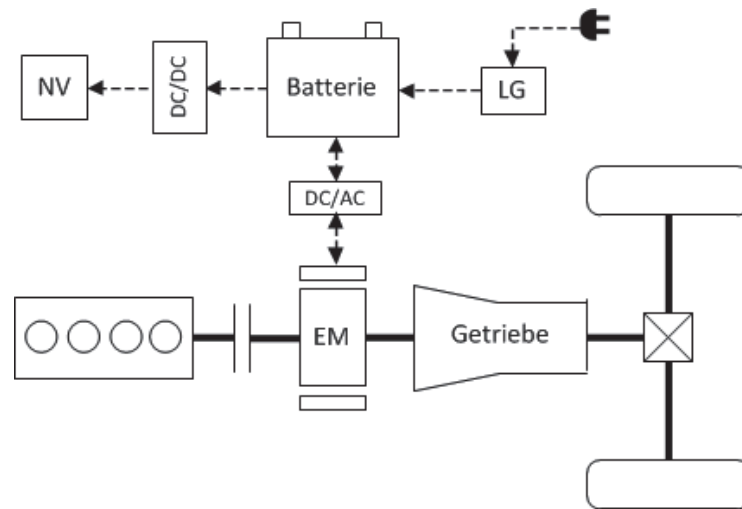


Abbildung 15: Plug-In-Hybrid (PHEV)

Beim PHEV steht das Nutzen der elektrischen Energie zum rein elektrischen Fahren im Vordergrund. Die Energie, welche durch Laden am Stromnetz in der Batterie gespeichert wurde, soll möglichst voll genutzt werden. Das Energiemanagement in Hybridfahrzeugen ist sehr komplex und lässt sich anhand verschiedenster strategischer Ansätze realisieren. Im Folgenden wird eine einfache Basisstrategie vorgestellt, die für das modellierte PHEV verwendet wird.

Um die volle elektrische Reichweite des Fahrzeugs zu nutzen, wird bis zum Erreichen eines Mindestladezustands rein elektrisch gefahren. So sollen möglichst wenige Fahranteile über den Verbrennungsmotor abgedeckt werden. Erst nach dem Erreichen der Ladungsuntergrenze wird der Verbrennungsmotor gestartet. Dabei wird die Batterie nur noch durch die Nebenverbraucher belastet. Generell fährt der PHEV bei niedrigen Geschwindigkeiten bis zu 25 km/h rein elektrisch, um Anfahrvorgänge sowie Stop&Go-Verkehr in Städten so verbrauchsgünstig wie möglich absolvieren zu können. Das Aufladen der Batterie geschieht bevorzugt im Zustand „Regeneratives Bremsen“, da dies den Verbrauch des Fahrzeugs senkt. Da die rückgewonnene Bremsenergie für einen dauerhaft SOC-neutralen Betrieb nicht ausreicht, muss die Batterie zusätzlich im Zustand der „Lastpunktanhebung“ geladen werden. Hierbei wird der Verbrennungsmotor zusätzlich durch generatorischen Betrieb des E-Motors belastet und immer der jeweilige Lastpunkt optimalen spezifischen Verbrauchs angestrebt. Da keine prädiktive Betriebsstrategie verwendet wird, sind nur die Fahrwiderstände des jeweiligen Simulationsschritts bekannt. Somit ist es nicht möglich, die energetisch günstigsten Zeitpunkte des Fahrzyklus zur Lastpunktverschiebung vorherzusagen. Ob eine Lastpunktverschiebung erfolgen soll oder ob elektrisches Fahren zu bevorzugen ist, wird durch einen SOC-abhängigen Grenzwert der Kosten für die verbrennungsmotorisch erzeugte elektrische Energie nach [Mertins, 2010] festgelegt, wie beispielhaft in Abbildung 16 dargestellt ist.

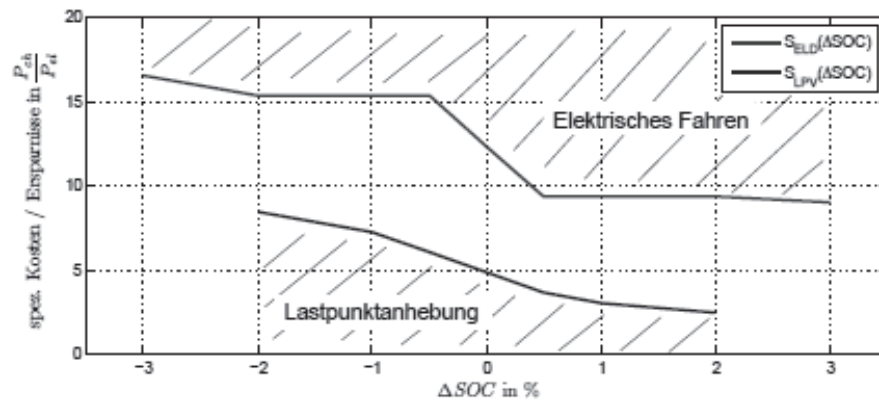


Abbildung 16: SOC-abhängiger Grenzwert für Lastpunktanhebung und elektrisches Fahren unter Berücksichtigung der spezifischen Kosten (verbrauchter Kraftstoff pro erzeugter Batterieladung) und Ersparnisse (eingesparter Kraftstoff pro verbrauchter Batterieladung) [Lampe, 2012]

Dabei werden der spezifische Preis der Lastpunktverschiebung, also der verbrauchte Kraftstoff pro erzeugter Batterieladung, und die spezifische Einsparung des elektrischen Fahrens, d. h. der eingesparte Kraftstoff pro verbrauchter Batterieladung, für den jeweiligen Zeitschritt ermittelt. Weiterhin werden die Wirkungsgrade der jeweiligen Energiewandlungsprozesse berücksichtigt. Ein Verbrauchsvorteil ergibt sich offensichtlich nur, wenn die spezifischen Ersparnisse des Zeitschritts größer als die spezifischen Kosten sind. Die generierten Grenzwerte sind, um eine langfristige Ladungsneutralität garantieren zu können, mit steigendem SOC monoton fallend. Somit ist bei einem hohen Ladezustand der Batterie der Kostengrenzwert gering, d. h. es kommt nur bei sehr verbrauchsgünstigen Betriebspunkten zum Nachladen, während bei niedrigem SOC auch Betriebspunkte zum Nachladen genutzt werden, die mit erhöhten Kosten verbunden sind.

Zusätzlich kann die Betriebsstrategie durch die Grenzgeschwindigkeit, bis zu welcher rein elektrisch gefahren wird, beeinflusst werden. Je höher die Grenzgeschwindigkeit gewählt wird, desto mehr muss die Batterie in Fahrzuständen höherer Geschwindigkeit geladen werden. Ein Wert von 25 km/h hat sich dabei als guter Kompromiss zwischen benötigter Lastpunktanhebung zur Batterieladung und Kraftstoffeinsparung durch Beschleunigung im elektromotorischen Betrieb herausgestellt.

Die beschriebene Ladestrategie führt dazu, dass die Batterie durch elektrisches Fahren entladen wird, bis ein festgelegter SOC erreicht wird (charge depleting mode, CDM). Von da an wird durch gelegentliches Laden per Lastpunktanhebung ein SOC-neutraler Betrieb (charge sustaining mode, CSM) angestrebt, in dem der Ladezustand um den angegebenen Grenzwert pendelt (Abbildung 17).

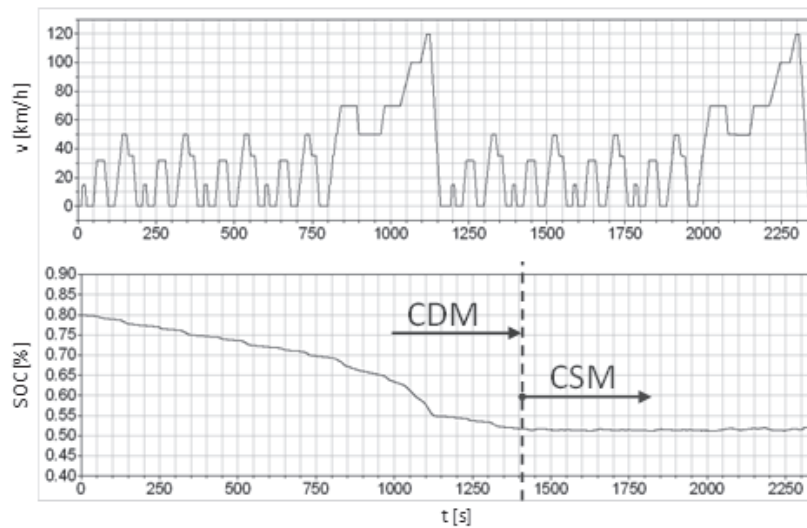


Abbildung 17: Beispielhafter SOC-Verlauf im NEFZ

Neben den strategischen Aspekten zum Laden der Batterie in Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebszustand, spielt auch das Schalten des Getriebes eine Rolle. Die Schaltpunkte werden so festgelegt, dass der Verbrennungsmotor möglichst verbrauchsgünstig arbeitet. Angelehnt an die Vorgabe im Artemis-Zyklus wird der nächsthöhere Gang bei einer definierten Motordrehzahl eingelegt [André, 2004], wobei diese mit dem Momentbedarf bzw. der Gaspedalstellung variiert. So wird der Motor stets bei relativ niedrigen Drehzahlen betrieben. Nachteilhaft bei dieser Vorgehensweise ist, dass durch die meist untertourige Betriebsweise des Verbrennungsmotors relativ wenig Momentenreserve vorhanden ist, mit der ein Aufladen der Batterie durch Lastpunktverschiebung erfolgen kann. Da für den energieeffizienten Betrieb der beiden Antriebseinheiten unterschiedliche Übersetzungen bei der jeweils gleichen Fahrgeschwindigkeit notwendig sind, wäre eine eigene Schaltkennlinie für den rein elektrischen Betrieb notwendig. Diese unterscheidet sich zur Schaltkennlinie des verbrennungsmotorischen Betriebs dahingehend, dass die Hochschaltung später erfolgt und die E-Maschine dadurch bei höheren Drehzahlen betrieben wird. Da das Fahrzeug in diesem Modell nur bis maximal 80 km/h elektrisch betrieben wird, entfällt dieser Punkt. Beim elektrischen Fahren befindet sich das Fahrzeug ausschließlich im ersten Gang.

An dieser Stelle sei noch auf eine weitere mögliche Betriebsstrategie des PHEV hinzuweisen – den Misch-Modus bzw. Blended Mode [Kloess et al., 2008]. Die Gesamtreichweite des PHEV ergibt sich aus der Reichweite im CDM, in dem die Energie allein aus der Traktionsbatterie bezogen wird und der Reichweite im CSM, in dem das Fahrzeug als HEV arbeitet und seine Energie primär aus dem Kraftstoff bezieht. Diese Gesamtreichweite könnte durch die Vermischung beider Modi maximiert werden. So könnte abwechselnd immer der Modus eingesetzt werden, der für die Bewältigung der Fahraufgabe geeigneter erscheint. Allerdings setzt diese Betriebsstrategie die genaue Kenntnis der Strecke voraus. Es muss nämlich gewährleistet werden, dass die Batterie in den für die elektrische Traktion günstigen Streckenabschnitten noch genügend Energieinhalt zur Verfügung stellt, dass sie aber am Fahrtende

komplett entleert ist und damit am Stromnetz nachgeladen werden kann. Solche Betriebsstrategien können daher nur im Zusammenhang mit einer Routenplanung gefahren werden.

5.3.2 Modellkomponenten

Im Folgenden wird kurz auf einige wichtige Komponenten von Fahrzeugen mit elektrifiziertem Antriebsstrang eingegangen. Es werden in erster Linie die Triebstrangkomponenten behandelt, die in bisherigen verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeugen nicht oder nur in abgeänderter Form vorzufinden sind. Wenn sie auch nicht neu sind, so bieten diese Komponenten für die PKW-Anwendung noch Potenziale bezüglich Gewicht, Kosten und Effizienz. Mit der Elektrifizierung der Antriebsstränge bekommen diese Triebstrangkomponenten eine immer gewichtigere Rolle.

5.3.2.1 Elektrische Maschine

Für den Antrieb im Elektrofahrzeug werden heutzutage Drehfeldmaschinen verwendet. Je nach Rotorausführung unterscheidet man zwischen zwei Typen: dem der Asynchronmaschine (ASM) und dem der permanentenregten Synchronmaschine (PSM). Die PSM stellt die am weitesten verbreitete E-Maschinenart in der mobilen Anwendung dar [Blesl et al., 2009]. Zu ihren Vorteilen gehören der hohe Wirkungsgrad, die hohe Leistungsdichte sowie die einfache Regelbarkeit.

Aus diesem Grunde wird in den Simulationsmodellen ebenfalls eine PSM verwendet. Abbildung 18 zeigt das Wirkungsgradkennfeld einer vermessenen PSM. Es stellt den Wirkungsgrad der elektrischen Maschinen in Abhängigkeit von Drehzahl und Drehmoment dar und kann für Berechnungen des Energiebedarfs verwendet werden.

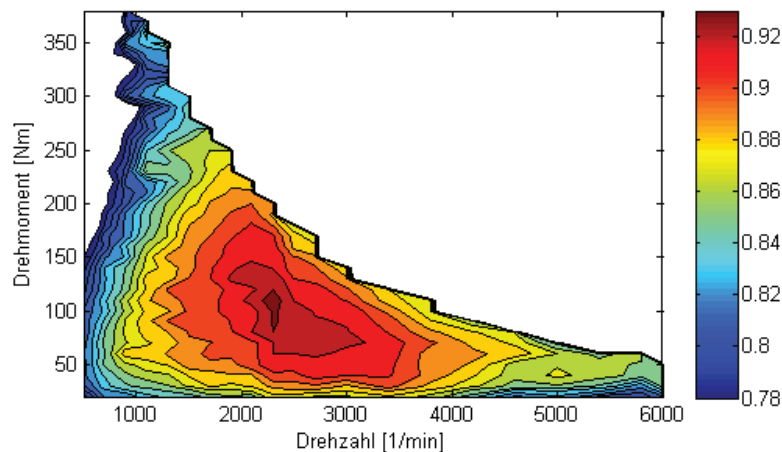


Abbildung 18: Wirkungsgradkennfeld einer vermessenen PSM [Staunton et al., 2006]

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass keine Bevorzugung oder Vorfestlegung auf eine bestimmte Maschinenart erfolgen kann. Noch konkurrieren vor allem die beiden Konzepte PSM und ASM auf dem Markt für Hybrid- und Elektrofahrzeuge. So weist die ASM mit

Käfigläufer deutliche Vorteile bezüglich der mechanischen Sicherheit gegenüber der PSM auf, die in Bezug auf thermische Überlastbarkeit und die Gefahr durch Überspannungen im Fehlerfall aufgrund der Permanentterregung durchaus gewisse Risiken birgt. Auch bezüglich der Systemkosten hat die ASM aufgrund ihres einfachen mechanischen Aufbaus deutliche Vorteile gegenüber der PSM, deren Permanentmagnetmaterial nach wie vor sehr teuer ist.

5.3.2.2 Leistungselektronik

Die Leistungselektronik setzt die bereitgestellte Energie in die von einem Verbraucher benötigte Form um. Sie ist das Bindeglied zwischen einem Energieerzeuger und dem Energieverbraucher. Im Falle des Elektrofahrzeugs stellt der Energiespeicher (die Batterie) eine Gleichspannung mit gegebenem Spannungsniveau zur Verfügung. Für den Antriebsfall benötigt die elektrische Maschine die elektrische Energie in Form von Drehstrom. In diesem Fall muss die Leistungselektronik den von der Batterie zur Verfügung gestellten Gleichstrom – als Wechselrichter fungierend – in Drehstrom umwandeln. Zur Leistungselektronik zählen aber auch die zugehörigen Steuer- und Regeleinrichtungen. Die Umwandlung wird durch elektronische Schalter bewirkt und erfolgt verlustarm. Der Schalterbetrieb unterscheidet die Leistungselektronik von der Analogelektronik, bei der eine Spannungsumformung durch Transistoren erfolgt und daher mit hohen Verlusten verbunden ist [Specovius, 2011].

Der Energiefluss kann sich aber auch umkehren, so dass im Bremsbetrieb Energie zurückgewonnen werden kann. In diesem Fall muss die Leistungselektronik als Gleichrichter betrieben werden, um den von der als Generator arbeitenden elektrischen Maschine produzierten Drehstrom in Gleichstrom umzuwandeln und in der Batterie zu speichern.

Einige Nebenverbraucher – die Niedervolt-Nebenverbraucher – benötigen zwar eine Gleichspannung, jedoch auf niedrigerem Spannungsniveau, als dem der Traktionsbatterie. Für diese Spannungswandlung werden Gleichstromumrichter (DC/DC-Wandler) verwendet.

Die komplette Leistungselektronik wird im Simulationsmodell kennfeldbasiert modelliert. Abbildung 19 zeigt beispielhaft die Wirkungsgrade der Leistungselektronik zu einer vermessenen elektrischen Maschine, deren Wirkungsgradfeld in Abbildung 18 gezeigt ist.

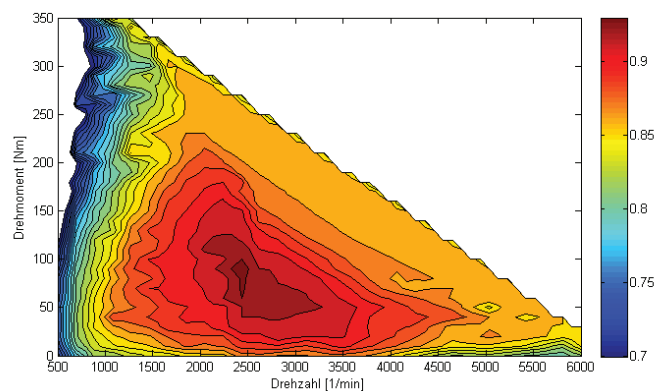


Abbildung 19: Wirkungsgrade der Leistungselektronik [Staunton et al., 2006]

5.3.2.3 Elektrische Nebenverbraucher

Energie muss im Fahrzeug nicht nur für den Antrieb, sondern auch für die Versorgung diverser Nebenverbraucher wie Licht, Klimaanlage, Servolenkung, Heizung usw. bereitgestellt werden. Im verbrennungsmotorisch angetriebenem Fahrzeug werden diese Nebenverbraucher entweder direkt über eine mechanische Anbindung des Verbrauchers an die Kurbelwelle mittels Riementrieb (z. B. Klimakompressor, Hydropumpe) angetrieben, oder mit elektrischer Energie versorgt, die wiederum mittels der Kurbelwelle angetriebener Lichtmaschine erzeugt und in einer Bleibatterie gespeichert wird. Bei Nfz werden zusätzlich Luftpresser eingesetzt, die die Druckluftanlage versorgen und ebenfalls von der Kurbelwelle aus angetrieben werden. Im Falle von Elektrofahrzeugen muss diese Energie der Traktionsbatterie entnommen werden. Ein Klimakompressor wird im Falle eines Elektrofahrzeugs folglich elektrisch angetrieben. Auch die Vakuumpumpe des Bremskraftverstärkers muss elektrisch angetrieben sein.

Aus diesem Grund handelt es sich bei vielen der Nebenverbraucher um Neu- bzw. Weiterentwicklungen. Eine bedarfsgerechte Steuerung der Nebenverbraucher ist durch den elektrischen Antrieb vergleichsweise einfach zu realisieren. Viele elektrische Nebenverbraucher wie Licht, Scheibenwischer usw. können aus dem konventionellen Fahrzeug übernommen werden, sie sind jedoch auf einen Gleichstromumrichter angewiesen, der die Hochspannung aus der Traktionsbatterie in eine Gleichspannung auf niedrigem (12 V) Niveau wandelt. Die Verbraucher werden vornehmlich aus der Traktionsbatterie gespeist.

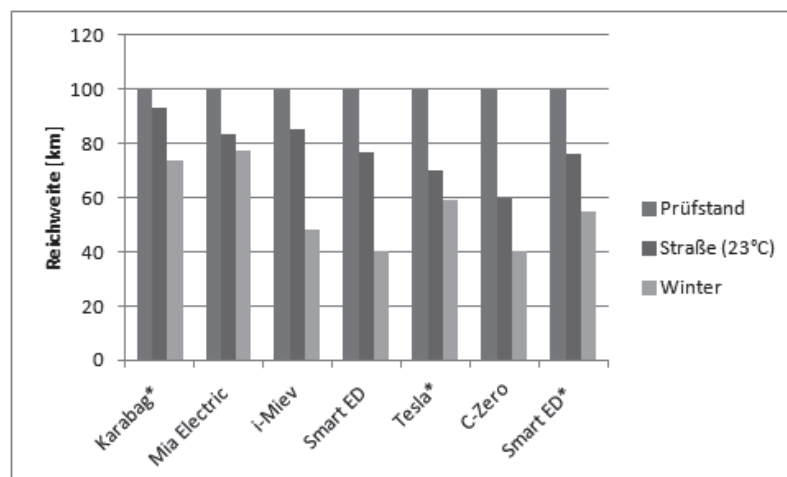
Ein großes Problem des Elektrofahrzeugs stellt die Klimatisierung des Fahrzeuginnenraums dar. Während im konventionell angetriebenen Fahrzeug die Abwärme des Verbrennungsmotors für die Heizung des Innenraums verwendet werden kann, muss im Elektrofahrzeug auf eine eigens dafür entwickelte Heizung zurückgegriffen werden. Im Falle von PTC (Positive Temperature Coefficient) Heizelementen sind Leistungen von 3 kW (Mini E) bis 4 kW (Smart ED) durchaus üblich. Die Heizung des Citroen C-Zero benötigt sogar eine elektrische Leistung von 5 kW. Ein dauerhafter Betrieb solch einer Heizung beansprucht viel Energie und beeinträchtigt stark die Reichweite. Aktuell gibt es daher zahlreiche Bemühungen, den Energiebedarf für die Innenraumklimatisierung zu senken. Untersucht werden dabei alternative Heizkonzepte wie Wärmepumpen aber auch die ganzheitliche Optimierung der Energiebilanz von Elektrofahrzeugen durch Abwärmenutzung und Dämmung. Bei Wärmepumpen liegt die Leistungszahl deutlich über eins, sodass im Vergleich zu PTC-Heizern der Endenergiebedarf reduziert werden kann. Unabhängig von den Quellen für Wärme bzw. Kälte, kann durch verbesserte Wärmedämmung und Management der Zu- und Abluft der Energiebedarf reduziert werden. Durch eine Vorkonditionierung des Innenraums während des Ladens am Stromnetz ist es möglich, auf Kurzstrecken gänzlich auf eine aktive Heizung und Kühlung zu verzichten. Auf längeren Strecken kann die geringe Abwärme des elektrischen Antriebsstrangs genutzt werden um die Wärmeverluste der Fahrzeugkabine zu kompensieren. Simulationen am Fachgebiet Kraftfahrzeuge der TU Berlin haben eine Heiz- und Kühlleistung von jeweils 2 kW (im Vergleich zur derzeit 4 kW Kühlleistung und 10 kW Heizleistung bei konventionellen Fahrzeugen) als realistisches Ziel für Purpose Design BEV ergeben [Schüppel et al., 2011].

Im Folgenden sind die Ergebnisse mehrerer Untersuchungen zu Reichweiten von Elektrofahrzeugen in unterschiedlichen Umgebungsbedingungen dargestellt [ADAC, 2011; Bloch, 2011; Lidl, 2011].

Ausgehend von einer auf dem Prüfstand ermittelten Reichweite wurden die Reichweiten für einen typischen Sommertag und einen Wintertag ermittelt. Hierbei muss darauf hingewiesen werden, dass die Definition der Testbedingungen in den drei Untersuchungen unterschiedlich gewesen sind.

Es wird in Abbildung 20 deutlich, dass die Nebenverbraucher – und insbesondere die Heizung – einen enormen Einfluss auf den Energieverbrauch und die Reichweite eines Fahrzeugs ausüben.

Die Nutzung der Nebenverbraucher wird jedoch sowohl von individuellen Vorlieben aber auch vielen äußeren Einflüssen wie Temperatur und Wetter beeinflusst und kann damit nicht pauschalisiert werden.



* Für die dargestellte Reichweitenermittlung wurden abweichende Auslegungen und Testverfahren angewandt: Karabag: 4,3 kW Benzinheizung; Tesla: Als Autobahnfahrt wurde eine Konstantfahrt mit 180 km/h angenommen; Smart ED: 4 kW elektrische Heizung.

Abbildung 20: Reichweiten erhältlicher BEV

5.3.2.4 Verbrennungsmotor & Getriebe

Zahlreiche Triebstrangkomponenten von Elektrofahrzeugen (Seitenwellen, Differential, ...) sind aus konventionellen Fahrzeugen bekannt und können grundsätzlich übernommen werden. Natürlich ist dabei eine Auslegung unter Berücksichtigung von Drehzahlen und Drehmomenten notwendig. Relevante konzeptionelle Anpassungen sind hingegen bei Getrieben und Verbrennungsmotoren (von REEV und PHEV) notwendig. Jedes Elektrofahrzeug verfügt über ein Getriebe. Im Falle des BEV werden bislang einstufige Untersetzungen gegenüber

mehrstufigen Getrieben bevorzugt. Das günstige Lieferkennfeld der elektrischen Maschine, mit einem weiten Bereich konstanter Leistung ermöglicht die Verwendung einer einstufigen Drehmoment-Drehzahl-Wandlung. Auch in Bezug auf den mittleren E-Maschinen-Wirkungsgrad sind die Verbrauchseinsparpotenziale durch mehrere Stufen vergleichsweise gering, weil die Elektrische Maschine in weiten Bereichen mit hohen Wirkungsgraden arbeitet. Selbiges gilt für den REEV ohne mechanische Verbindung zur Straße.

Im Falle des PHEV hingegen sind die Anforderungen, die an das Getriebe und insbesondere die Getriebesteuerung gestellt werden, besonders hoch. Beim Parallelhybridkonzept muss unter Berücksichtigung der Charakteristiken von Elektro- und Verbrennungsmotor zu jeder Zeit in den Gang geschaltet werden, der dem Fahrerwunsch entsprechend das richtige Moment zur Verfügung stellt und dabei die Energiewandler im verbrauchsgünstigen Bereich hält. Hierfür eignen sich automatisierte Schaltgetriebe wie das ASG (Automatisiertes Schaltgetriebe) oder das DSG (Doppelkupplungsgetriebe – schaltet ohne Zugkraftunterbrechung), deren elektronische Steuerungen durch die zahlreichen Hybridfunktionen an Komplexität zugewinnen. Im Falle leistungsverzweigter Hybridantriebe – wie dem Hybrid Synergy Drive (umgesetzt im Toyota Prius Plug-In) – wird oft auf Planetengetriebe zurückgegriffen. Hier ist ein optimales Zusammenspiel der beiden elektrischen Maschinen und des Verbrennungsmotors von entscheidender Bedeutung für die Effizienz des Fahrzeugs.

Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs wirkt sich ebenfalls direkt auf die Anforderungen an den Verbrennungsmotor aus. Während im rein verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeug der Verbrennungsmotor vor allem hinsichtlich seiner Dynamik ausgelegt wird (z. B. Einsatz eines Schaltsaugrohrs), kann in elektrifizierten Antrieben ein Großteil der Dynamik von der elektrischen Maschine übernommen werden. So kann der Verbrennungsmotor für PHEV und REEV deutlich anders ausgelegt werden als für einen konventionellen Antrieb. Die Fähigkeit zu schnellen Lastwechseln muss nicht denselben Ansprüchen genügen, die Ladungswechselorgane können vereinfacht und die Höchstdrehzahl vermindert werden. Im Ergebnis kann ein solcher Motor leichter, bezogen auf den hauptsächlich genutzten Betriebsbereich effizienter, abgasseitig und akustisch günstiger gestaltet werden. Damit verbunden sind auch Kostensenkungspotenziale. Besonders deutlich wird dies an Verbrennungsmotoren für Range Extender-Module. Hier wird die gesamte Dynamik durch die elektrische Maschine umgesetzt, wodurch der Verbrennungsmotor auf quasistationären Betrieb ausgelegt werden kann. In dieser Art des Elektrofahrzeugs wird großer Wert auf Package und NVH gelegt, weshalb auch wieder Rotationskolbenmotoren ins Gespräch kommen. Die folgende Tabelle 5 gibt einen Überblick über mögliche Ausführungsformen des Range Extenders.


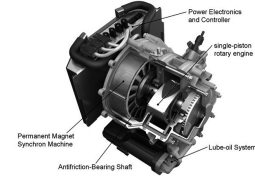

Hersteller	Lotus	AVL	FEV und KSPG
VKM	3 Zylinder 1,2 l 4-Takt Ottomotor	0,254 l Einscheiben-Rotationskolbenmaschine	0.8 l V2 Ottomotor
VKM-Leistung	15–35 kW	15–25 kW	30 kW
EM-Leistung	35 kW	15 kW (PMSM)	2 x 15 kW (PMSM)
spez. Verbr.	k. A.	260 g / kWh	245 g / kWh
Gewicht	56 kg (Motor)	65 kg (Modul)	62 kg (ohne Abgasanlage)
			
Quelle:	[Schröder, 2009]	[Fischer et al., 2009]	[Trego, 2012]

Tabelle 5: Ausführungsformen des Range Extenders

Auffällig ist das vergleichsweise geringe Gewicht der hier beispielhaft aufgelisteten Range Extender. Die Verbrennungsmotor-Generator-Einheiten können klein und kompakt gebaut werden, weil sie nur eine mittlere elektrische Leistung liefern müssen. Bei kurzzeitig erhöhtem Leistungsbedarf des Elektromotors eines REEV (z. B. bei Beschleunigungen) wird die zusätzliche Energie der Batterie entnommen.

Im Unterschied zu den gezeigten kompakten Range-Extender-Modulen, verwendet Opel im ersten Serienfahrzeug, welches die Bezeichnung REEV für sich beansprucht, einen 63 kW 1,4 l 4-Zylinder Ottomotor mit einem Gewicht von ca. 90 kg. Der Grund hierfür liegt in der Triebstrangtopologie des Fahrzeugs, die auch eine mechanische Verbindung des Verbrennungsmotors zur Straße hin ermöglicht. Auf diese Weise kann das Fahrzeug verbrennungsmotorisch angetrieben werden und benötigt eine entsprechend dynamische Auslegung der Verbrennungskraftmaschine. Der direkte Durchtrieb zur Straße hin soll in Fahrzuständen mit hohen Lasten die doppelte Energiewandlung des seriellen Konzeptes vermeiden und dadurch die Effizienz des Fahrzeugs verbessern. Noch ist nicht abschätzbar, welches Konzept sich durchsetzen kann.

5.3.2.5 Ladegerät

Um die Traktionsbatterie aus dem Netz laden zu können, benötigen Elektrofahrzeuge ein On-Board-Ladegerät, welches klein, leicht und effizient ist. Es muss ein dreiphasiges Ladegerät sein, um die Schnellladung an einer Ladesäule zu ermöglichen, wahlweise aber auch einphasig an der Haushaltssteckdose geladen werden können.

Neben den Anforderungen zur Leistungsfähigkeit und Leistungsdichte kommen funktionale Anforderungen an das Ladegerät hinzu:

Beim optionalen bidirektionalen Laden muss das Ladegerät nicht nur Energie aus dem Stromnetz beziehen, sondern es im Bedarfsfall auch ins Netz zurückspeisen können. In diesem Fall ist eine Kommunikationsschnittstelle erforderlich, die eine Anforderungsvernetzung zwischen dem Fahrzeug, dem Fahrer und der Energieversorgung sicherstellt. So muss z. B. neben der Fahrzeugerkennung eine Auswahl von Tarifen und eine geregelte Energiezufuhr möglich sein, die sowohl Netz- als auch Batterieseitigen Anforderungen (wie der Batteriealterung) gerecht wird.

Auch die Effizienz von Ladegeräten spielt eine wichtige Rolle, da das Laden der Batterie mit Verlusten behaftet ist. Abbildung 21 zeigt den Ladewirkungsgrad des im Mini E verbauten Ladegeräts des Herstellers AC Propulsion [AC Propulsion, Inc., 2008]. Es ist zu erkennen, dass Wirkungsgrade von über 95 % durchaus möglich sind.

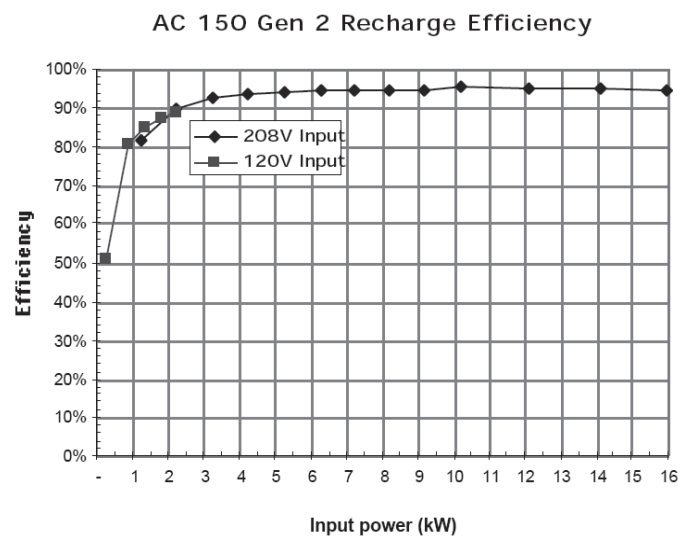


Abbildung 21: Ladewirkungsgrad des im Mini E verbauten Ladegeräts des Herstellers AC Propulsion

5.3.3 Batteriemodell

Die Traktionsbatterie eines Fahrzeugs mit elektrifiziertem Antriebsstrang (xEV) ist über die Leistungselektronik mit den Antriebskomponenten verbunden. Abbildung 22 veranschaulicht die strukturellen Zusammenhänge der Schnittstellen. Ein übergeordnetes Energiemanagementsystem (EMS) überwacht und regelt die Energieflüsse im Fahrzeug, während das Batteriemanagementsystem (BMS) für die Ausbalancierung der Zellspannungen und das Monitoring der sicherheitsrelevanten Batteriezustände verantwortlich ist [Andrea, 2010; Bergveld, 2002; Garcke & Jossen, 2000]. Insbesondere das BMS muss im hybridisierten oder rein batterieelektrischen Fahrzeug an die eingesetzte Zellchemie angepasst werden.

Wie in Abschnitt 5.1.2 erwähnt, werden für die Modellierung und die Systemauslegung nur Lithium-Ionen-Batterien betrachtet. Informationen zu weiteren elektrochemischen Speichern sind ebenfalls in 5.1.2 zusammengefasst. Zukünftige Entwicklungen von Lithium-Ionen-Batterien werden in Abschnitt 5.5.1 dargestellt.

Die Implementierung des punktförmigen Ersatzschaltbildmodells erfolgt derart, dass unterschiedliche Batterietypen simuliert werden können. Das Modell besteht aus drei Teilmodellen sowie einem Modul zur Beschränkung kritischer Batteriezustände. Abbildung 23 zeigt die Verschaltung der Modelle für Klemmenspannung, Temperatur und Ladezustand der Lithium-Ionen-Zelle mit den relevanten Ein- und Ausgangsgrößen. Die Modellparameter müssen für jede Zellchemie und Bauart erneut identifiziert werden. Zum Teil können diese aus Datenblättern entnommen werden. Um aber die Übereinstimmung von gemessener und simulierter Spannung zu verbessern, werden zusätzlich Messungen zum elektrischen und thermischen Verhalten des realen Systems benötigt. Anhand von Messungen unter anwendungsspezifischen Belastungen wird das Modell validiert.

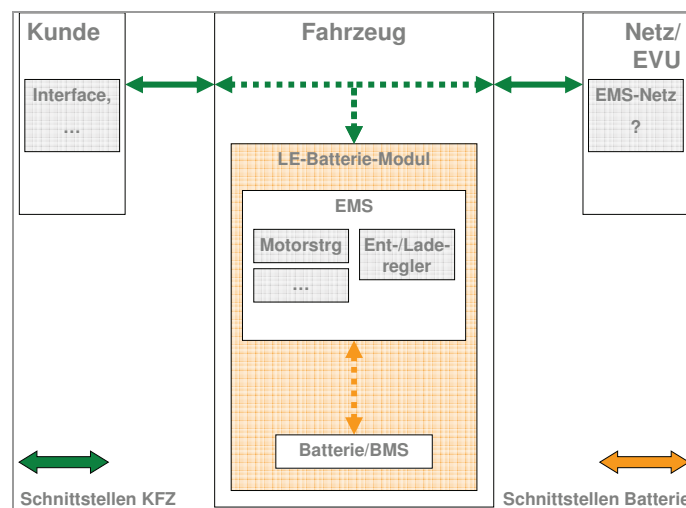


Abbildung 22: Schematische Darstellung der Schnittstellen von Batterie und Fahrzeug.

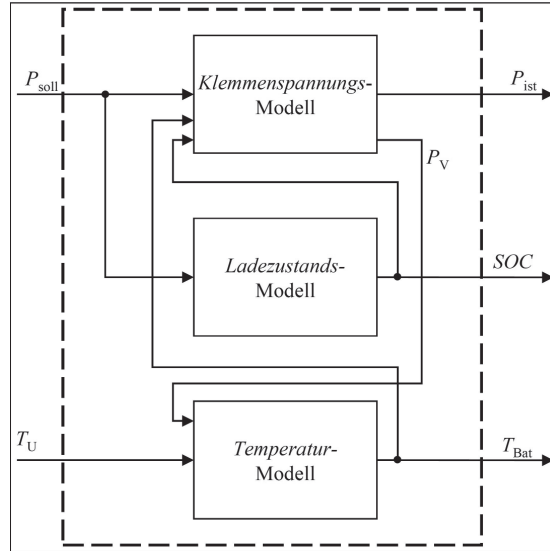


Abbildung 23: Struktur des Batteriemodells mit Ein- und Ausgangsgrößen.

5.3.3.1 Klemmenspannungsmodell

Bei dem Teilmodell zur Simulation der Klemmenspannung U_B in Abhängigkeit des Klemmenstromes I_B handelt es sich um ein elektrisches Ersatzschaltbild. Oft wird der Ansatz mit zwei RC-Gliedern verwendet [Dubarry et al., 2009; Hu et al., 2011], wie in Abbildung 24 dargestellt. Auch andere Ansätze sind denkbar, wie impedanzbasierte oder physiko-chemische Batteriemodelle [Fuller et al., 1994; Gerschler et al., 2009]. Für die Integration in das Fahrzeugmodell ist die vorliegende Struktur ausreichend und liefert für die Simulation im Zeitbereich gute Ergebnisse.

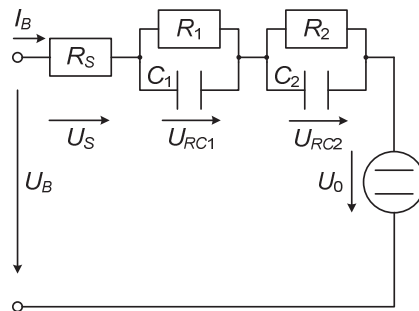


Abbildung 24: Elektrisches Ersatzschaltbildmodell zur Simulation der Klemmenspannung

Aus dem in Abbildung 24 dargestellten Ersatzschaltbild ergibt sich mit den Zusammenhängen zwischen den Strömen und Spannungen an den elektrischen Bauteilen und nach Anwendung der Kirchhoffschen Maschen- und Knotenregeln die folgende Zustandsraumdarstellung

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{R1C1} \\ \dot{U}_{R2C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1/\tau_1 & 0 \\ 0 & -1/\tau_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{R1C1} \\ U_{R2C2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_1/\tau_1 & 0 \\ R_2/\tau_2 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_B \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

mit $\tau_i = R_i C_i$, $i = \{1, 2\}$ und

$$U_B = [1 \ 1] \cdot \begin{bmatrix} U_{R1C1} \\ U_{R2C2} \end{bmatrix} + [R_S \ 1] \cdot \begin{bmatrix} I_B \\ U_0 \end{bmatrix} . \quad (2)$$

Die Klemmenspannung U_B wird durch die Spannungen an den RC-Gliedern U_{RiCi} , am Serienwiderstand $U_{RS} = R_S \cdot I_B$ und durch die Ruhespannung U_0 bestimmt. Oft wird die Ruhespannung auch als eingeschwungene offene Klemmenspannung (open circuit voltage, *OCV*) bezeichnet. Gleichung (1) zeigt ein gewöhnliches lineares Differentialgleichungssystem 1. Ordnung mit konstanten Koeffizienten. Dies ist eine vereinfachte Darstellung, denn tatsächlich sind die Parameter $\Theta = [R_1 \ C_1 \ R_2 \ C_2] = f(T_B, SOC)$ nichtlinear abhängig von Temperatur T_B und Ladezustand *SOC* der Speicherzelle. Daher ist die mit Gleichung (2) bestimmte Klemmenspannung für den Arbeitspunkt gültig, bei welchem die Parameter bestimmt wurden. Je weiter sich die Temperatur und der SOC von diesem Arbeitspunkt entfernen, desto größer wird der Modellfehler. Um eine Simulation über einen großen Temperaturbereich und für möglichst alle Ladezustände zu ermöglichen, werden Temperatur und Ladezustand variiert, so dass die Parameter für viele Arbeitspunkte bestimmt werden können.

Aufgrund der Abhängigkeit der Modellparameter von Temperatur und SOC müssen diese beiden Batteriezustände im Modell bekannt sein. Hierfür werden, wie oben bereits erwähnt zwei weitere Modelle benötigt und in den folgenden Absätzen beschrieben.

5.3.3.2 Temperaturmodell

Mit dem hier beschriebenen thermischen Modell kann die Zelltemperatur T_B simuliert werden. Wie in Abbildung 23 schematisch dargestellt, wird diese von der Verlustleistung P_V und der Umgebungstemperatur T_U beeinflusst. Die Verlustleistung der Zelle wird im Klemmenspannungsmodell berechnet, während die Umgebungstemperatur eine Eingangsgröße desselben ist. Die Modellgleichung

$$\dot{T}_B = -\frac{1}{(C_{th} R_{th})} T_B + \left[\frac{1}{C_{th}} \quad \frac{1}{(C_{th} R_{th})} \right] \cdot \begin{bmatrix} P_V \\ T_U \end{bmatrix} \quad (3)$$

entspricht einer gewöhnlichen linearen Differentialgleichung 1. Ordnung mit konstanten Koeffizienten. Der Einfachheit halber werden die Abhängigkeiten der Wärmekapazität C_{th} und des Wärmewiderstandes R_{th} von den Batteriezuständen hier nicht weiter untersucht und als kon-

stant angenommen. Die Validierung ergibt eine für diese Anwendung gute Übereinstimmung von gemessener und simulierter Temperatur. Die Wärmekapazität gibt an, wie stark sich die Temperatur in der Zelle ändert bezogen auf eine Änderung der thermischen Energie. Der Wärmewiderstand hingegen definiert den Wärmestrom der sich aufgrund einer Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Umgebung einstellt.

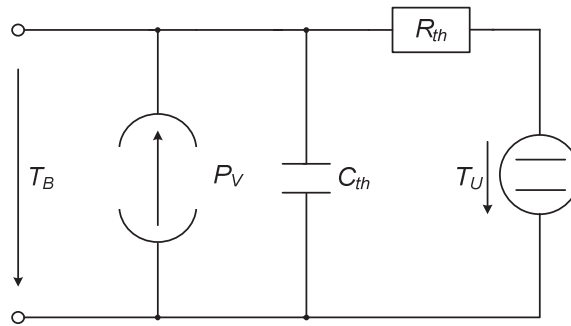


Abbildung 25: Struktur des Temperaturmodells

5.3.3.3 Definition und Berechnung des Ladezustandes

Der Ladezustand SOC einer Batterie ist ein auf die Kapazität C_B normiertes Maß dafür, wie viel Ladung gegenwärtig in ihr gespeichert ist. Gemäß

$$SOC = \frac{1}{C_B} \int I_B dt + SOC_0 \quad (4)$$

führt nur der um die Nebenreaktionen bereinigte Strom zur Änderung des Ladezustandes. Der Ladezustand hat zum Startzeitpunkt der Simulation den Wert SOC_0 , den Wert eins, wenn die Zelle geladen ist und null, wenn sie entladen ist. Da die Speicherfähigkeit der Zelle von der Temperatur und der Stromstärke abhängt, muss die Kapazität C_B in geeigneter Weise bestimmt werden [Jossen & Weydanz, 2006; Sauer et al., 2007].

5.3.3.4 Beschränkung der Zustände

In den Datenblättern für Batterien sind minimal und maximal zulässige Werte für Ströme, Spannungen und Umgebungstemperaturen zu finden, welche dazu dienen, sicherheitskritische Zustände, beschleunigte Alterung, Überladung und Tiefentladung zu vermeiden. Diese Beschränkungen werden auch im Batteriemodell berücksichtigt. Hierbei handelt es sich um eine dynamische Begrenzung der Eingangsleistung $P_{sol}(t)$. Die Grenzwerte basieren auf den maximalen Strömen, welche in jedem Simulationsschritt mittels der anliegenden Spannungen und Widerstände neu berechnet werden. Somit kann der Fall auftreten, dass die angeforderte Leistung von der Batterie nicht bereitgestellt werden kann, was sich in einer Differenz $P_{sol}(t) - P_{ist}(t) \neq 0$ bemerkbar macht.

5.3.3.5 Parametrierung

Die Anwendung des Batteriemodells im Blick – Simulationen mit einem Fahrzeugmodell im Zeitbereich – wird für das Batteriemodell ebenfalls eine Parametrierung im Zeitbereich gewählt. Die elektrochemische Impedanzspektroskopie ist eine andere weit verbreitete Methode zur Identifizierung von Zelleigenschaften und Modellparametern mit dem Vorteil, dass Modellstruktur und die zugehörigen Parameter eine physikalische Zuordnung ermöglichen. Vorteil der Parametrierung im Zeitbereich ist, dass die Messungen zur Identifizierung der Modellparameter mit größeren Strömen durchgeführt werden können, wie sie auch im Elektroauto auftreten.

Wie unten beschrieben, wurden in der frühen Phase des Elektromobilität-Hypes Elektrofahrzeuge, wie beispielsweise der Tesla Roadster oder der Mini E mit Lithium-Ionen-Zellen der Bauform 18650 ausgestattet (vgl. Abschnitt 5.5.1). Daher werden die Modellparameter für das dynamische Batteriemodell mit Hilfe von Messungen an Zellen dieser Bauform identifiziert. In den Zellen ist das weit verbreitete Aktivmaterial Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid an der positiven und Graphit an der negativen Elektrode verbaut. Die Nennspannung der Batterien liegt bei $U_N = 3,7 \text{ V}$ und die Nennkapazität bei $C_N \approx 2 \text{ Ah}$.

Zu Beginn einer Messung für die Identifikation der Modellparameter wird die Zelle bis zur Ladschlussspannung von $4,2 \text{ V}$ mit konstantem Strom geladen. Anschließend wird die Spannung durch eine Stromregelung konstant gehalten. Abbruchkriterien für den Ladevorgang mit der so genannten CCCV-Methode (constant current constant voltage) sind eine Untergrenze für den immer kleiner werdenden Ladestrom oder eine Obergrenze für die sich verlängernde Dauer des Ladevorgangs. Anschließend wird die Batterie stufenweise entladen. Für jeden eingestellten Ladezustand wird ein identisches Strompulsprofil wiederholt. Mit Hilfe der Spannungsantworten auf diese Strompulse wird das Modell parametrierung. Diese Messung wird bei verschiedenen Umgebungstemperaturen durchgeführt, um nicht nur die Ladezustands- sondern auch die Temperaturabhängigkeit der Parameter berücksichtigen zu können.

Mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate werden die Modellparameter durch Vergleich von gemessener und simulierter Spannung bestimmt. Zum Lösen des Optimierungsproblems wird ein Trust-Regions-Verfahren [Coleman & Li, 1994, 1996] verwendet. Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Ergebnisse für den seriellen Widerstand R_s und die Ruhespannung U_0 . In beiden Diagrammen sind die Parameter für die Temperaturen 23°C , 40°C und 55°C über dem SOC aufgetragen.

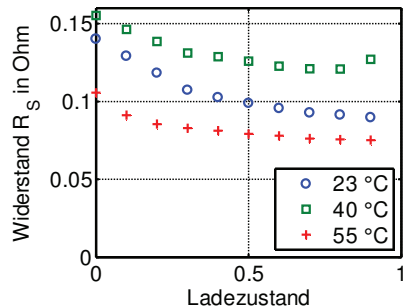


Abbildung 26: Verlauf der Werte des Parameters R_S über dem Ladezustand für unterschiedliche Temperaturen

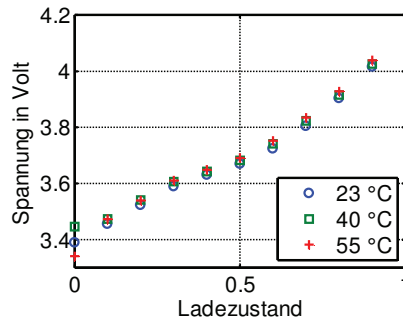


Abbildung 27: Verlauf der Ruhespannung U_0 über dem Ladezustand für unterschiedliche Temperaturen

5.3.3.6 Validierung des Batteriemodells

Die Validierung des Batteriemodells erfolgt anhand einer von der Parametrierung unabhängigen Messung. Wie in den Abschnitten 5.2.2 und 5.2.3 beschrieben, werden vom Fachgebiet Kraftfahrzeuge der Technischen Universität Berlin mit Hilfe eines Datenloggers reale Fahrten mit unterschiedlichen Fahrzeugen und Fahrern aufgezeichnet. Mit einem Fahrzeugmodell werden diese Fahrten simuliert und die von der Fahrzeugbatterie bereitzustellende Leistung berechnet. Diese Leistung wird auf Zellebene skaliert und der zugehörige Stromverlauf berechnet. Dieser Stromverlauf wird um eine Ladephase zu Beginn und am Ende des Fahrzyklus erweitert. Für eine Messung zur Validierung des Batteriemodells wird dieser Zellstromverlauf auf eine reale Zelle aufgeprägt und die zugehörige Spannung gemessen. Der Strom und die Umgebungstemperatur werden als Eingangssignale für die Simulation der Spannung verwendet, die anschließend der gemessenen Spannung gegenübergestellt wird. Ebenso werden gemessene und simulierte Temperatur der Zelloberfläche verglichen.

Abbildung 28 zeigt die zeitlichen Verläufe von Zellstrom und Umgebungstemperatur, welche für die Aufnahme von Messdaten zur Validierung des Modells vorgegeben werden. Zu Beginn der vierundzwanzigstündigen Messung wird die Zelle voll geladen, um einen definierten Zustand herzustellen. Nach der letzten Fahrt gegen zwölf Uhr wird die Zelle wieder geladen. Die zweite Ladephase erfolgt mit einem Zellstrom der einer Ladung der Fahrzeugbatterie mit 3,3 kW entspricht.

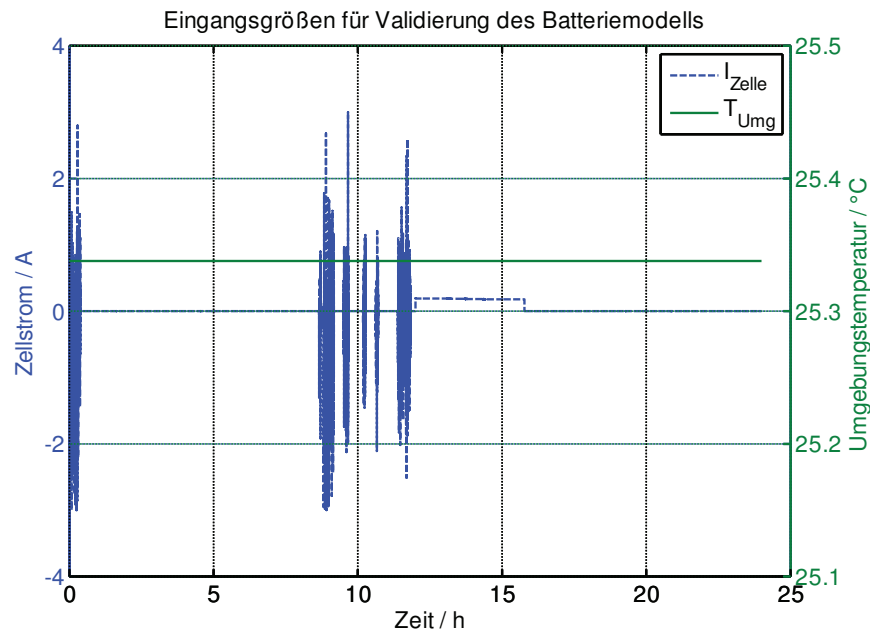


Abbildung 28: Zeitliche Verläufe der Eingangsgrößen für die Simulation eines Fahrzyklus.

In Abbildung 29 und Abbildung 30 sind die Vergleiche der gemessenen und simulierten Spannungen und Temperaturen sowie die relativen Fehler dargestellt. Zwischen den Spannungen treten die größten Abweichungen von 3,2 % in den sehr dynamischen Abschnitten auf. Die statische Abweichung beträgt in weiten Bereichen weniger als 0,5 %. In beiden Fällen sind die Fehler für die vorliegende Anwendung akzeptabel, da die Abschätzung von Reichweiten und Gewichten der elektrifizierten Fahrzeuge im Fokus steht und nicht der Entwurf von Algorithmen für Batteriemanagementsysteme, für welche eine höhere Genauigkeit der Spannungsprädiktion von Nöten wäre. Das Modell kann mit unterschiedlichen Maßnahmen verbessert werden. Diese sind beispielsweise eine höhere Auflösung der Parameter, insbesondere der Ruhespannung, bezüglich des Ladezustandes, ein weiterer Parametersatz in Laderichtung (vgl. 5.3.3.1), und die Berücksichtigung der Abhängigkeit der Modellparameter von der Stromstärke.

Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen, dass die Temperatur über einen gewissen Bereich hinweg einen deutlichen Einfluss auf die Modellparameter hat. Die Verläufe der Zelltemperatur in Abbildung 30 zeigen maximale Abweichungen von rund einem Grad Celsius. Diese Abweichungen sind für die vorliegende Anwendung vernachlässigbar und daher akzeptabel.

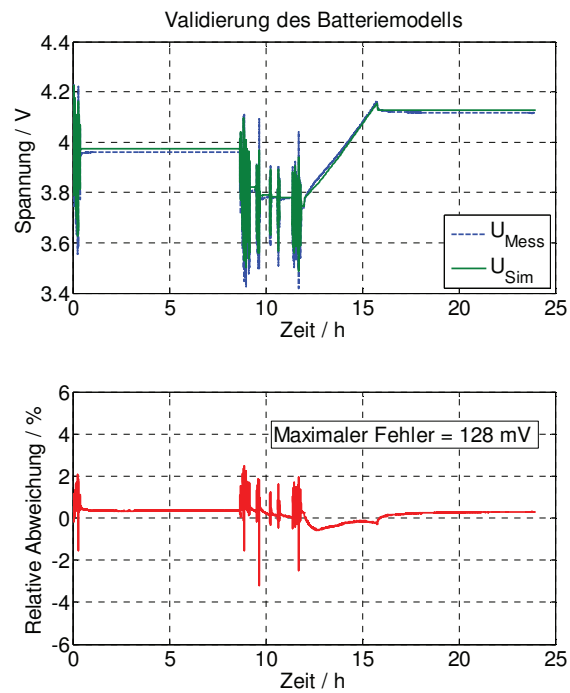


Abbildung 29: Gemessene und simulierte Spannung sowie relative Abweichung für NEFZ-basierte Belastung mit anschließender Ladung.

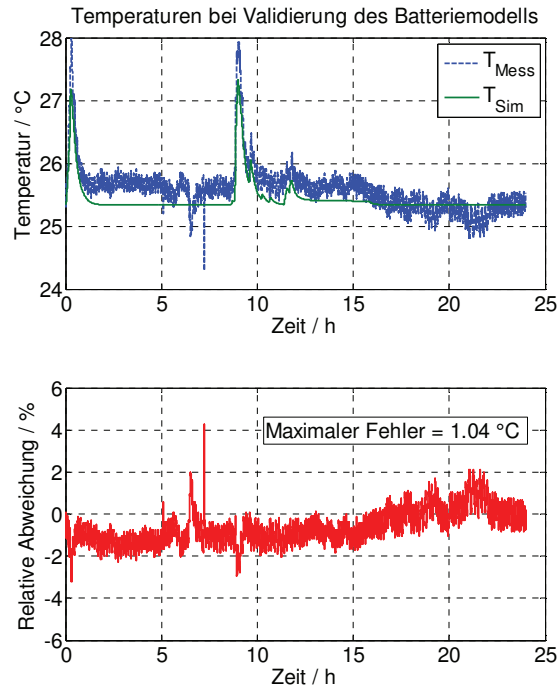


Abbildung 30: Gemessene und simulierte Temperatur an der Zelloberfläche mit relativer Abweichung.

5.3.4 Aufbau der Simulationsmodelle

Die zuvor vorgestellten Fahrzeugmodelle (ohne Batterie) wurden in zwei Simulationstools umgesetzt: in das signalflussorientierte Simulationstool Matlab/Simulink, in Stateflow im Falle des PHEV, sowie in das objektorientierte Simulationstool Dymola, welches auf der Programmiersprache Modelica basiert. Die einzelnen Modellparameter und Teilmodelle unterscheiden sich je nach Antriebskonzept und Fahrzeugklasse. Die Hybridkonzepte sind mit einer sogenannten Hybridsteuerung (HCU) ausgestattet, die das Zusammenwirken aller Triebstrangkomponenten regelt und die Betriebsstrategie festlegt. Abhängig von Last, Lade-grad der Batterie und Fahrsituation legt die Betriebsstrategie fest, welche Zustände die einzelnen Komponenten annehmen.

5.3.4.1 Fahrwiderstände

Als Grundlage der Verbrauchsermittlung ist der Gesamtfahrwiderstand zu ermitteln, welcher sich der Fortbewegung des Fahrzeugs entgegensetzt. Dabei setzt sich die Kraft nach Gleichung (5) aus dem Luftwiderstand F_{Luft} , Rollwiderstand F_{Roll} , Steigungswiderstand $F_{Steigung}$ sowie dem Beschleunigungswiderstand F_{Beschl} zusammen.

$$F_W = F_{Luft} + F_{Roll} + F_{Steigung} + F_{Beschl} \quad (5)$$

Der Luftwiderstand beschreibt die Reibungskraft der Umgebungsluft an der Fahrzeugoberfläche, deren Gestaltung erheblichen Einfluss auf den dimensionslosen Luftwiderstandsbeiwert c_w ausübt. Dieser muss für jedes Fahrzeug experimentell bestimmt werden. Die Querschnittsfläche A des Fahrzeugs sowie die Dichte der Luft ρ_{Luft} gehen ebenfalls in die Berechnung ein. Zu beachten ist der quadratische Einfluss der Fahrzeuggeschwindigkeit, welcher bei höheren Geschwindigkeiten den Luftwiderstand zum dominierenden Anteil des Gesamtwiderstands werden lässt. Dies zeigt den gravierenden Einfluss der Fahrzeuggeometrie und somit auch der Stromlinienförmigkeit auf den Verbrauch.

$$F_{Luft} = \frac{1}{2} A \cdot c_w \cdot \rho_{Luft} \cdot v^2 \quad (6)$$

Der Anteil des Rollwiderstands ergibt aus der Verformung des Reifens durch die Masse des Fahrzeugs. Es entsteht eine Auflagefläche des Reifens auf der Fahrbahn, der Latsch, dessen Größe abhängig von Reifen, Reifendruck sowie der Radlast ist. Die stete Verformungsarbeit des drehenden Reifens lässt sich im dimensionslosen Rollwiderstandsbeiwert f_R beschreiben, welcher zusätzlich von Fahrbahn und Fahrgeschwindigkeit abhängig ist.

$$F_{Roll} = m_{Fzg} \cdot g \cdot f_R \quad (7)$$

Gewinnt oder Verliert ein Fahrzeug während der Fahrt an Höhe, so wird dies auch im Verbrauch ersichtlich. Die benötigte potentielle Energie lässt sich ebenfalls als Steigungswiderstand in den Gesamtwiderstand implementieren.

$$F_{Steigung} = m_{Fzg} \cdot g \cdot \sin \phi \quad (8)$$

Der letzte Bestandteil ist der Beschleunigungswiderstand, welcher auf der Massenträgheit beruht. Betrachtet man den reinen translatorischen Teil, ergibt er sich zu Gleichung (9).

$$F_{atrans} = m_{Fzg} \cdot a \quad (9)$$

Allerdings müssen für eine translatorische Beschleunigung des Fahrzeugs auch Bauteile wie Räder, Wellen oder Zahnräder beschleunigt werden, welche den rotatorischen Anteil des Beschleunigungswiderstandes stellen.

$$F_{arot} = \frac{\Theta \cdot \dot{\omega}}{r} \quad (10)$$

Dabei ist das Massenträgheitsmoment, die Winkelbeschleunigung und r der Radius. Der Beschleunigungswiderstand ergibt sich somit zu :

$$F_{Beschl} = F_{atrans} + F_{arot} \quad (11)$$

Zusätzlich zu den genannten Teilwiderständen können noch weitere genannt werden. So stellt eine Vor- oder Nachspur einen zusätzlichen Widerstand dar. Auch bei Kurvenfahrt stellt

sich ein weiterer Widerstand ein. Diese werden jedoch auf Grund ihres geringen Einflusses nicht weiter betrachtet.

Zur Verbrauchsreduktion ist seit langem der Trend zu aerodynamisch optimierten Fahrzeuggeometrien zu erkennen, wodurch der Luftwiderstandsbeiwert in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich gesenkt werden konnte. Auch die Reifenhersteller tragen ihren Teil durch Reduzierung des Rollwiderstands bei, jedoch sind beide Reduktionstrends durch physikalische Grenzen limitiert. Als offensichtlichste Stellschraube zur Verbrauchsminimierung ist die Fahrzeugmasse zu erkennen. Steigende Fahrzeugabmessungen sowie zusätzliche Komfort- und Sicherheitssysteme zeigten hierbei über Jahrzehnte einen negativen Trend auf, der nur teilweise durch neue Material- und Fertigungstechnologien wie Spaceframes oder kohlefaserverstärkte Kunststoffe aufgehalten werden konnte. Somit wird auch der Einfluss auf den Verbrauch einer etwaigen Überdimensionierung der Traktionsbatterie in xEVs offensichtlich.

Der Kraftstoffverbrauch eines konventionell angetriebenen Fahrzeugs ergibt sich aus der folgenden Formel [Braess & Seiffert, 2007]:

$$B_{Strecke} = \frac{\int_0^t \frac{b_e}{\eta_a} \left[m \cdot f \cdot g \cdot \cos \alpha + \frac{\rho}{2} \cdot c_w \cdot A \cdot v^2 + m(a + g \cdot \sin \alpha) + B_r + 4 \cdot C_\alpha \cdot \alpha \cdot \sin \alpha \right] \cdot v \cdot dt}{\int_0^t v \cdot dt} \quad (12)$$

Ist der spezifische Kraftstoffverbrauch des Motors in einem Zeit- bzw. Betriebspunkt gegeben, so resultiert der Kraftstoffverbrauch aus der Multiplikation desselben mit der anliegenden Fahrwiderstandsleistung. Im Fahrbetrieb wird eine Abfolge von Motorbetriebspunkten über der Strecke mit zugehörigen spezifischen Verbräuchen und Fahrleistungen erzeugt. Der Streckenverbrauch ergibt sich demnach aus dem Quotienten des Zeitintegrals des Kraftstoffverbrauchs und der zurückgelegten Fahrstrecke. Analog kann der Energieverbrauch eines xEVs für elektrisches Fahren ermittelt werden, wobei der spez. Kraftstoffverbrauch durch den spezifischen Energieverbrauch ersetzt werden muss.

5.3.4.2 Vorwärts- / Rückwärtsrechnung

Die Gleichung (12) ist damit beinahe beliebig erweiterbar und kann nach einer solchen Erweiterung auch auf andere Fahrzeugkonzepte angewandt werden. Üblicherweise bedient man sich bei der rechnerischen Kraftstoffverbrauchsermittlung (Verbrauchssimulation), die auf der vorgestellten Gleichung (12) basiert, aber in unterschiedlichen Varianten durchgeführt werden kann, der „Vorwärtsrechnung“ bzw. einer „Rückwärtsrechnung“. Bei der Vorwärtsrechnung entsprechen die Berechnungswege den Signalen und Kraftflüssen des realen Fahrzeugs. Folglich wird für die Fahraufgabe neben einem Fahrzeugmodell auch ein Fahrermodell benötigt. Die Interaktion zwischen Fahrer und Fahrzeug ist als geschlossener

Regelkreis in der Simulation abgebildet. Das Fahrermodell bildet den Regler, während das Fahrzeugmodell die Regelstrecke darstellt (siehe Abbildung 31). Der Fahrer(-Regler) bekommt eine Fahraufgabe in Form eines Fahrzyklus (Geschwindigkeits-Zeit-Profil) vorgegeben. Es handelt sich dabei um die Führungsgröße, auf die die Fahrzeuggeschwindigkeit zu regeln ist. Insbesondere für die Optimierung von Steuer- und Regelstrategien ist die Vorwärtsrechnung aufgrund der realitätsnahen Abbildung der Signal- und Kraftflüsse oftmals von Vorteil. Daher wurde primär diese Methode der Verbrauchsberechnung auch für die Untersuchung der zuvor vorgestellten Antriebskonzepte verwendet. Es liegen folglich alle Simulationsmodelle auch als Vorwärtsrechnung vor.

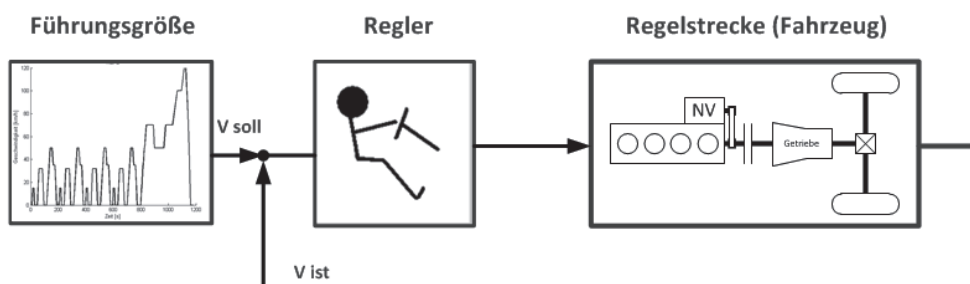


Abbildung 31: Vorwärtsrechnung

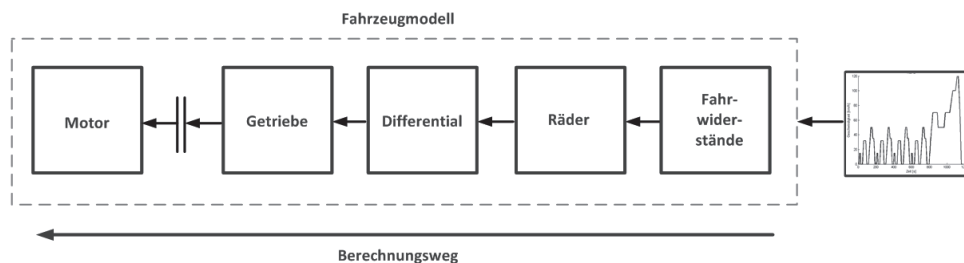


Abbildung 32: Rückwärtsrechnung

Im Falle der Rückwärtsrechnung wird im Gegensatz das für die Überwindung der Fahrwiderstände benötigte Motormoment nicht vom virtuellen Fahrer (Regler) geregelt, sondern vom Fahrzyklus ausgehend direkt berechnet. Aus dem Geschwindigkeit-Zeit-Verlauf lassen sich alle am Fahrzeug angreifenden Fahrwiderstände berechnen. Aus den Fahrwiderständen können wiederum die am Rad anliegenden und zur Überwindung der Fahrwiderstände benötigten Momente bestimmt werden. Über die Drehzahl- / Drehmomentwandler kann auf diese Weise „rückwärts“ das benötigte Motormoment für jeden diskreten Zeitpunkt im Zyklus bestimmt werden. Auch die Motordrehzahlen können aus der im Fahrzyklus vorgegebenen Geschwindigkeit berechnet werden.

$$F_W \cdot r_{dyn} = M_{Rad} \quad (13)$$

$$M_{Diff-Ausg} = F_Z \cdot r_{dyn} + \Theta_{R,ges} \cdot \varpi_R \quad \text{mit} \quad \varpi_R = \frac{v}{r_{dyn}} \quad (14)$$

Die Rückwärtsrechnung zeichnet sich vor allem durch ihre Einfachheit und die geringe Rechenintensität aus. Aus diesem Grunde wurden auch Rückwärtsrechnungen in der Simulationsumgebung Matlab/Simulink umgesetzt. Diese wurden für die zahlreichen Simulationen zur Leistungsauslegung und zur Batteriedimensionierung herangezogen. Auf diese Weise konnte eine schnelle, automatisierte und skriptgesteuerte Optimierung der TriebstrangkompONENTEN umgesetzt werden.

Wie Abbildung 31 und Abbildung 32 zu entnehmen ist, geht jede Verbrauchssimulation von einem Fahrzyklus aus. Unter einem Fahrzyklus versteht man eine Vorgabe zur Betriebsweise des Fahrzeugs, die üblicherweise in Form eines Geschwindigkeits-Zeitprofils gegeben wird. Fahrzyklen werden überwiegend zur Bestimmung des Kraftstoffverbrauchs und der Abgasemissionen herangezogen, es existieren aber auch welche, die im Fahrzeugentwicklungsprozess für Fahrbarkeitsuntersuchungen Anwendung finden.

Zur Kraftstoffverbrauchsangabe und Emissionsermittlung wird in Europa der in der Richtlinie ECE-R-101 festgeschriebene „Neue Europäische Fahrzyklus“ (NEFZ) verwendet [ECE, Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen, 2007].

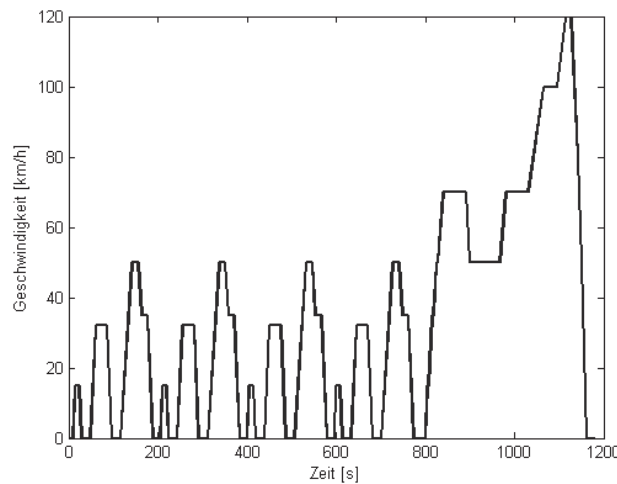


Abbildung 33: Neuer europäischer Fahrzyklus (NEFZ)

Es handelt sich hierbei um einen sog. „synthetischen konstruierten“ Fahrzyklus, der nicht auf Basis von realen Straßenfahrten entstand. Er unterliegt starken Vereinfachungen auch um einfache Bedingungen für Prüfstandsfahrer zu schaffen [Engstle, 2008]. Gleichzeitig soll dieser Zyklus auf alle Fahrzeugklassen anwendbar und damit auch für gering motorisierte Fahrzeuge fahrbar sein.

Neben diesem gesetzlich vorgeschriebenen Zyklus wurden im Rahmen des Projektes weitere Zyklen für die Energiebedarfsermittlung und Fahrzeugauslegung verwendet. Sie sollten die reale Fahrzeugnutzung möglichst realitätsgetreu nachbilden. Der Artemis-Zyklus (Assessment and Reliability of Transport Emission Models and Inventory Systems) besteht dabei aus einem Stadt-, Überland- und Autobahnanteil und wurde ursprünglich im Rahmen eines EU-Projektes entworfen, um Verbrauch und Schadstoffausstoß realistischer zu bestimmen.

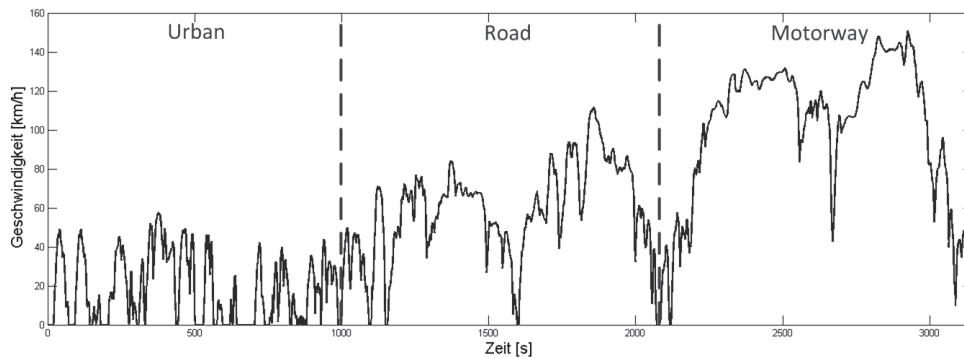


Abbildung 34: ARTEMIS-Zyklus

Ein weiterer, im Projekt verwendeter Zyklus ist der Berliner Stadtfahrzyklus (BSFZ). Dieser ist in seiner Geschwindigkeitsverteilung weitestgehend dem NEFZ nahestehend, basiert jedoch auf realen Fahrten im Berliner Stadt- und Überlandverkehr (hier: Stadtautobahn). Dadurch unterscheidet er sich in seiner Dynamik enorm vom synthetischen NEFZ und zeichnet sich durch hohe Beschleunigungen aus.

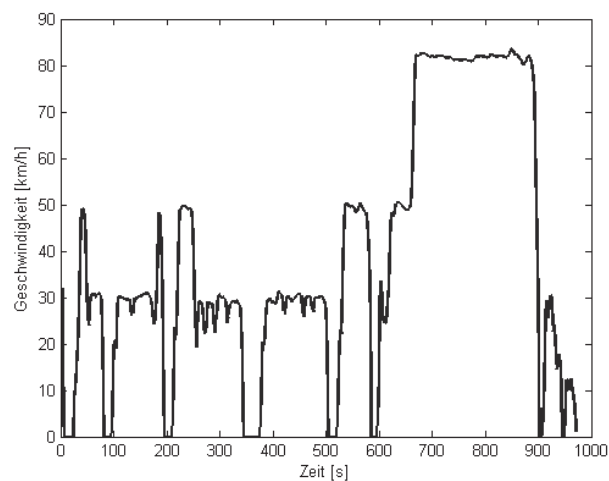


Abbildung 35: Berliner Stadtfahrzyklus (BSFZ)

Um die Auswirkung des nutzer- bzw. gruppenspezifischen Fahrverhaltens auf den Energiebedarf untersuchen zu können, wurde ein Tool (IDCB = Individual Driving Cycle Builder) zur automatischen Generierung von individuellen Fahrzyklen entwickelt. Die mit dem veLOG aufgezeichneten Daten (vgl. Abschnitt 5.2.2) wurden automatisiert ausgewertet und für einzelne Fahrer oder Nutzergruppen wurde mittels Musterklassifizierung der individuelle Fahrzyklus erstellt. Bei diesem Ansatz werden sogenannte „kinematische Sequenzen“ mit Hilfe einer statistischen Auswertung in verschiedene Klassen eingeteilt. Eine kinematische Sequenz besteht aus einer Stand- und der darauffolgenden Fahrphase. Abbildung 36 zeigt beispielhaft eine Zerlegung einer Fahrt in ihre kinematischen Sequenzen.

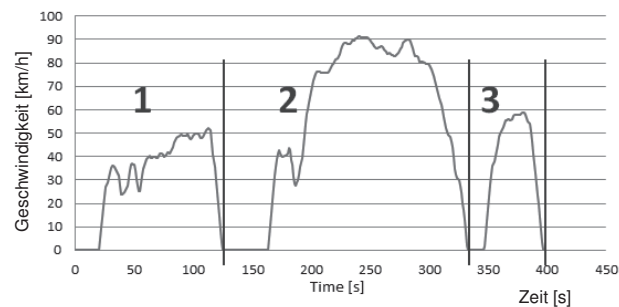


Abbildung 36: Kinematische Sequenzen einer aufgezeichneten Fahrt

Jede der kinematischen Sequenzen wird anschließend in eine von zwölf zuvor festgelegten Klassen unterteilt. Die Klassen definieren sich über die durchschnittliche Geschwindigkeit, die Stopprate, die Stophäufigkeit und die durchschnittliche Beschleunigung. Die Klassenzugehörigkeit entscheidet auch darüber, ob es sich bei einer Sequenz um eine Stadt-, eine Überland- oder einer Autobahnfahrt handelt. Anschließend werden einzelne Sequenzen gemäß ihrer Häufigkeitsverteilung aneinandergereiht und zu einem Zyklus mit Stadt-, Überland- und Autobahnfahrt zusammengefasst. Die Fahrzykluslänge stellt dabei einen Kompromiss aus Genauigkeit und zeitlichem Aufwand dar. Je länger der generierte Zyklus ist, desto genauer bildet er die Realität ab. Allerdings steigt mit der Länge des Fahrzyklus auch der zeitliche Aufwand bei der Simulation. Die Fahrzykluslänge kann im IDCB vorgegeben werden.

Abbildung 37 zeigt die drei Teile des für eine Gruppe von 50 Personen aus dem Großraum Berlin erstellten individuellen Fahrzyklus.

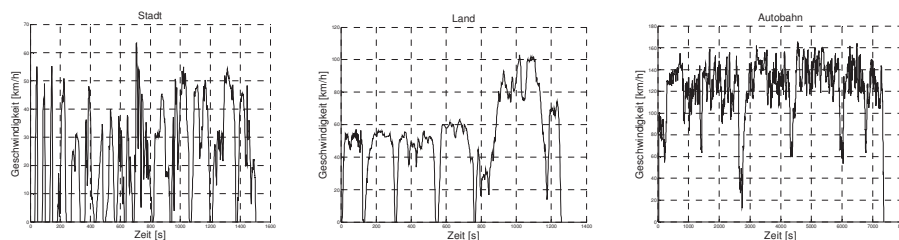


Abbildung 37: Einzelelemente eines Fahrzyklus für den BSFZ

5.3.5 Fahrzeugauslegung

Die Auslegung der Fahrzeuge vollzieht sich in mehreren Schritten und vielen Iterationen, in denen die Dimensionierung der Triebstrangkomponenten vollzogen wird. In Abbildung 38 ist dieser Prozess in Form eines Flussdiagramms dargestellt.

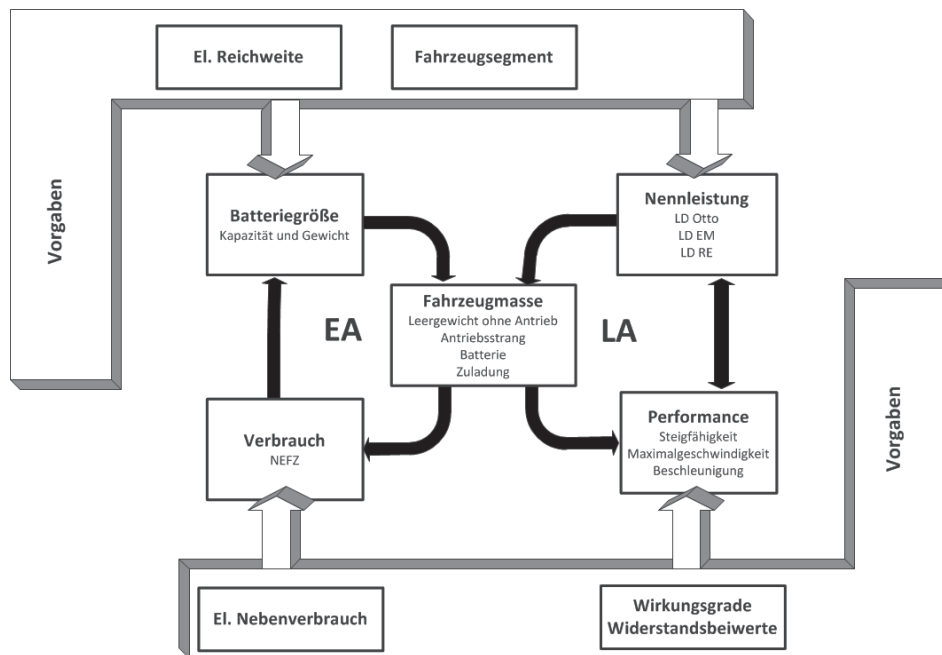


Abbildung 38: Flussdiagramm des Prozesses zur Fahrzeugauslegung

In einem ersten Schritt müssen mögliche Anforderungen, die an die Fahrzeuge zu stellen sind und die Fahrzeugauslegung beeinflussen diskutiert werden. Insbesondere die elektrische Reichweite und die Fahrzeugsegmente spielen für die energetische und ökonomische Betrachtung eine entscheidende Rolle (siehe Vorgaben oben). Es müssen weiterhin Vorgaben bezüglich verbrauchsrelevanter Parameter (siehe Vorgaben unten) wie der Fahrwiderstandsbeiwerte und der Nebenverbraucher getroffen werden.

Insgesamt bedürfen vor der eigentlichen Fahrzeugauslegung die folgenden Punkte einer Klärung:

- die Festlegung der Fahrzeugsegmente
- die Festlegung der elektrischen Reichweiten
- die Klärung des Umgangs mit den Nebenverbrauchern
- die Festlegung der Referenzfahrzeuge und Widerstandsbeiwerte

Die Vorgaben werden getroffen und gehen in die Fahrzeugauslegung ein. Dabei ist zwischen der Dimensionierung der Energiewandler („Leistungsauslegung“ LA) und der Dimensionierung des Energiespeichers („Energieauslegung“ EA) zu unterscheiden. Beide Auslegungsteile werden iterativ durchgeführt und beeinflussen sich gegenseitig durch die Fahrzeugmasse: So werden bei der Leistungsauslegung die Nennleistungen der Energiewandler berechnet, während es in der Energieauslegung um die Auslegung des Energiespeichers geht. Die Erhöhung der Nennleistung eines Energiewandlers führt durch die vorgegebene Leistungsdichte zu einer Erhöhung der Fahrzeugmasse. Diese wiederum beeinflusst die Performance (z. B. die Beschleunigungsfähigkeit) des Fahrzeugs, weshalb die Leistungsauslegung iterativ vorgenommen werden muss. Das zusätzliche Fahrzeuggewicht beeinflusst allerdings auch den Verbrauch des Fahrzeugs und verringert seine Reichweite. Um die vorgegebene Reichweite einhalten zu können, muss die Batterie größer dimensioniert werden. Das zusätzliche Gewicht der Batterie wirkt sich wieder auf den Verbrauch und auf die Performance aus, weshalb beide Auslegungsprozesse iterativ gestaltet werden müssen.

Die einzelnen Schritte der Fahrzeugauslegung werden im Folgenden näher erläutert.

Zur Bestimmung der Annahmen über die elektrische Reichweite und die zu dimensionierenden Fahrzeugkonzepte fließen sowohl Daten aus der MiD-Studie, die eine Aussage darüber zulassen, wie sich die tatsächlich benötigte Reichweite darstellt, als auch Beurteilungen von Kundenwünschen ein. Als Ergebnis der Gegenüberstellung von Kundenwunsch und tatsächlichem Bedarf werden die elektrischen Reichweiten von 120 km für das BEV, 50 km für das REEV sowie 30 km für das PHEV festgelegt. Die drei Antriebskonzepte werden mehreren Fahrzeugsegmenten zugeordnet. Während in der Kompaktklasse alle drei Antriebskonzepte (BEV, REEV und PHEV) berücksichtigt werden, finden sich im Kleinwagensegment nur das BEV und REEV wieder und im Kleinstwagensegment lediglich das BEV. Es wird davon ausgegangen, dass Fahrzeuge der unteren Segmente sich als PHEV nicht durchsetzen können. Der „typische“ Vertreter des Kleinstwagensegments ist als reines Stadtfahrzeug konzipiert und damit nicht auf den Reichweitenverlängerer angewiesen. Für die gewählten Fahrzeugsegmente werden verbrennungsmotorisch angetriebene Referenzfahrzeuge gewählt, an denen sich die Auslegung der drei Antriebskonzepte BEV, REEV und PHEV orientiert. So werden die den Fahrwiderstand beeinflussenden Parameter Stirnfläche A , Luftwiderstandsbeiwert c_w sowie der Rollwiderstandsbeiwert f_R des jeweiligen Referenzfahrzeugs übernommen. Die Referenzfahrzeuge dienen auch der Ermittlung des Fahrzeugleergewichts ohne Triebstrang und werden zum Abgleich der Fahrleistungen herangezogen. Wie in Tabelle 6 ersichtlich, werden zur Berechnung des Fahrzeuggesamtgewichts ohne Batterie alle Massen der veränderten oder unnötigen Teile wie Tanksystem oder Abgasanlage angepasst. Weiterhin werden die Gewichte der zusätzlichen Teile für die Elektrifizierung der Triebstränge hinzugefügt.

		Kompaktklasse			Kleinwagen		Kleinstwagen
		BEV	REEV	PHEV	BEV	REEV	BEV
Leergewicht konventionell	[kg]	1312	1312	1312	935	935	834
Motor	[kg]	-137	-137	-137	-95	-95	-75
Triebstrang	[kg]	-60	-60	-60	-47	-47	-45
Kupplung	[kg]	-16	-16	-16	-13	-13	-12
Tanksystem	[kg]	-14	-14	-14	-11	-11	-10
Abgasanlage	[kg]	-22	-22	-22	-22	-22	-20
Leergewicht ohne Antrieb	[kg]	1063	1063	1063	747	747	672
Motor (VKM)	[kg]	0	56	111	0	40	0
Generator (RE)	[kg]	0	35	0	0	25	0
Getriebe / Triebstrang	[kg]	25	25	60	20	20	20
Kupplung	[kg]	0	0	16	0	0	0
Tanksystem	[kg]	0	10	14	0	10	0
Kraftstoff	[kg]	-	26	36	-	26	-
Abgasanlage	[kg]	0	18	25	0	18	0
E-Maschine	[kg]	63	63	31	50	50	38
Leistungselektronik (inkl. Ladegerät)	[kg]	25	30	25	25	30	25
Zuladung	[kg]	100	100	100	100	100	100
Gesamtgewicht ohne Batterie	[kg]	1276	1425	1481	942	1065	854
Energiedichte der Batterie	[Wh / kg]	100	90	80	100	90	100
Batterie	[kg]	246	115	77	196	92	190
Gesamtgewicht	[kg]	1522	1540	1557	1138	1157	1044
El. Reichweite	[km]	120	50	30	120	50	120
Batteriekapazität	[kWh]	24,6	10,4	6,1	19,6	8,3	19,0
Verbrauch NEFZ (NV = 1,5kW)	[kWh / 100 km]	16,42	16,6	16,36	13,08	13,28	12,66
NEFZ (NV = 1,5kW) CSM	[l / 100 km]	-	5,92	5,39	-	4,7	-
Dauerleistung EM	[kW]	50	50	25	40	40	30
Maximalleistung EM	[kW]	87,5	87,5	43,75	70	70	52,5
Nennleistung (VKM)	[kW]	0	35	85	0	25	0
Leistung bei b_Opt (VKM)	[kW]		14			10	
Generatorleistung	[kW]	0	35	0	0	25	0

Tabelle 6: Übersicht über die Auslegungsparameter für die modellierten Fahrzeugkonzepte

Weitere Parameter wie die Energiedichten der Batterien und der Leistungsbedarf der Nebenverbraucher werden in Anlehnung an Expertenwissen und verschiedene Literaturquellen festgelegt. Danach folgt der iterative Prozess zur Dimensionierung der TriebstrangkompONENTEN, der im Folgenden in „Dimensionierung des Energiewandlers“ und „Dimensionierung des Energiespeichers“ beschrieben wird. Hierbei muss jedoch festgehalten werden, dass beide Prozesse sich gegenseitig beeinflussen. So wird eine größer dimensionierte elektrische Maschine zu einer anderen Dimensionierung des Energiespeichers führen und umgekehrt wird bei Auswahl einer kleinen Batterie die Masse des Fahrzeugs sinken und der aus den Fahrwiderständen resultierende Antriebsleistungsbedarf ebenfalls reduziert.

Dimensionierung des Energiewandlers

In einem ersten Schritt wird die Nennleistung (Dauerleistung) der elektrischen Maschine des BEV und des REEV vom konventionellen Referenzfahrzeug desselben Fahrzeugsegmentes übernommen. Da die elektrische Maschine die Möglichkeit besitzt, kurzzeitig im Überlastbereich betrieben zu werden, wird als Referenz für die dauerhaft abrufbare Leistung der E-Maschine die „Kleinstmotorisierung“ des konventionell angetriebenen Fahrzeugs angenommen. Die Auslegung der Dauerleistung des PHEV stützt sich hingegen auf Literaturquellen und die Klassengrenze für Vollhybridfahrzeuge, nach der ein Hybridfahrzeug ab einer Nennleistung der elektrischen Maschine von über 20 kW als Vollhybrid anzusehen ist. Die Dauerleistung des PHEV wird mit 25 kW beziffert.

Zur Überprüfung der erreichbaren Fahrleistungen und zur Anpassung der Nennleistung an den Bedarf wird für alle Antriebskonzepte und Fahrzeugsegmente der Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Geschwindigkeit bei Steigungen von 4 %, 10 % und 30 % errechnet (siehe Abbildung 39 und Abbildung 40). Es handelt sich dabei um die zulässigen Steigungen auf den Bundesautobahnen, den Kreis- und Alpenstraßen. Die aus dem Diagramm entnehmbaren Höchstgeschwindigkeiten können so mit der jeweiligen Bemessungsgeschwindigkeit abgeglichen werden.

Als weiteres Kriterium zur Dimensionierung des Energiewandlers wird eine Steigfähigkeit der Fahrzeuge von 50 % gefordert. Diese als „typisch“ anzusehende Forderung richtet sich vor allem an das Antriebsmoment und beeinflusst damit auch die Wahl der Übersetzung, die nach der Wahl der E-Maschine sich als Kompromiss zwischen Steigfähigkeit, Höchstgeschwindigkeit und Verbrauchseffizienz ergibt.

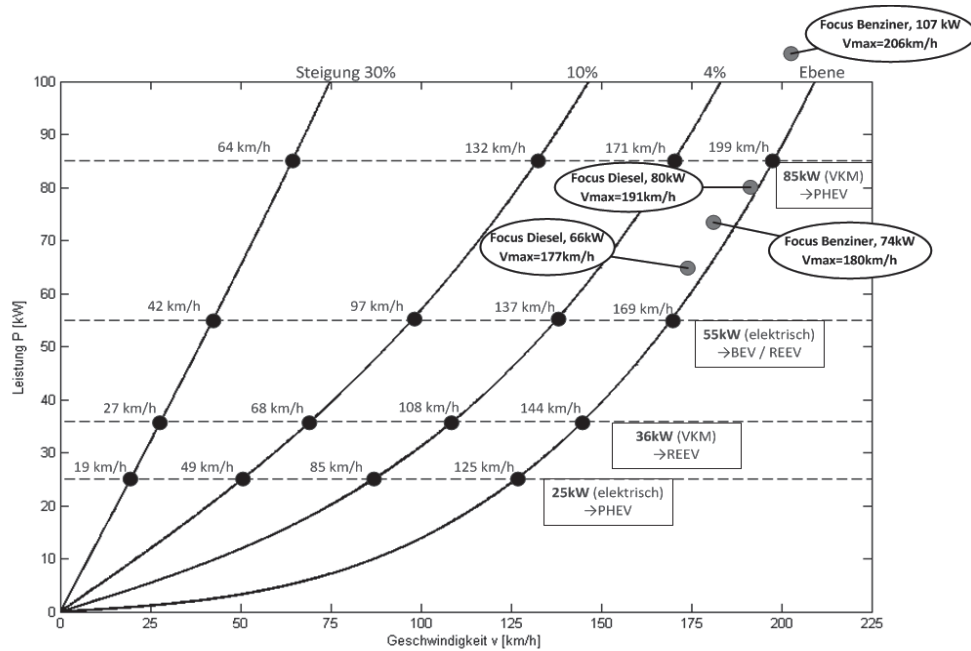


Abbildung 39: Leistungsbedarf der Kompaktklasse

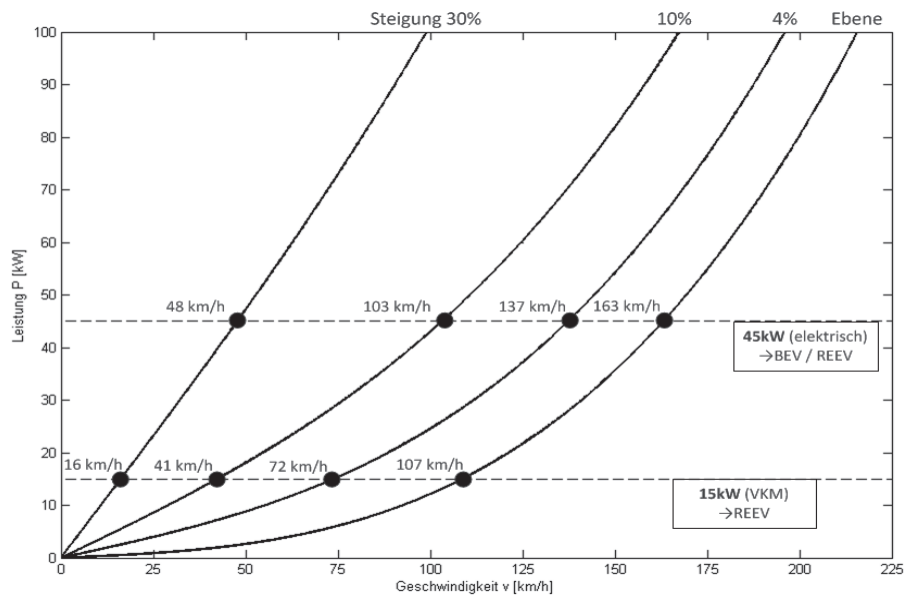


Abbildung 40: Leistungsbedarf des Kleinwagens

Weitere Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der untersuchten Fahrzeuge resultieren aus Fahrzyklen. In Abbildung 41 sind exemplarisch die Leistungsklassen des NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus) sowie die Betriebspunkte der elektrischen Maschine für das Kompaktklasse-BEV dargestellt.

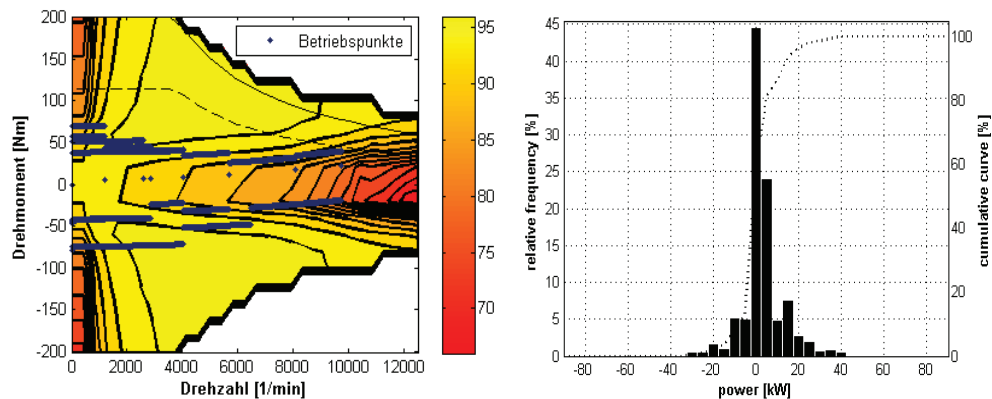


Abbildung 41: Leistungsklassen NEFZ und Betriebspunkte der elektrischen Maschine (Kompaktklasse-BEV)

Es ist deutlich zu erkennen, dass der gesamte NEFZ im Dauerbetrieb der E-Maschine fahrbar ist.

Die gleichen Untersuchungen für den Artemis-Zyklus zeigen hinsichtlich der Leistung ein anspruchsvolleres Profil. Ein Großteil des Zyklus kann zwar im Dauerbetrieb absolviert werden, es ist jedoch kurzzeitiger Überlastbetrieb (mit dem Lastfaktor 1,5) erforderlich. Mit der Wahl des zweifachen der Nennleistung (Lastfaktor = 2) als der maximalen Leistung der E-Maschine wird eine genügend große Leistungsreserve für extreme Fahrsituationen vorgehalten.

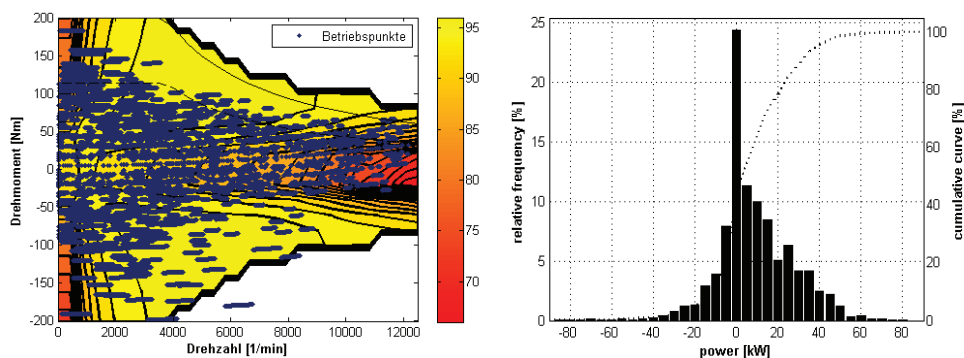


Abbildung 42: Leistungsklassen ARTEMIS und Betriebspunkte der elektrischen Maschine (Kompaktklasse-BEV)

Mit jeder Fahrzeugauslegung geht die Orientierung am Stand der Technik einher. Da sich bisher die hier untersuchten Antriebskonzepte noch nicht auf dem Markt etablieren konnten, werden für den Abgleich der Triebstrangparameter aktuelle Fahrzeuge verwendet, die, wenn auch noch nicht in Serienfertigung, so doch wenigstens als Prototypen in Feldversuchen betrieben werden oder wurden. Ausgeschlossen werden für den Abgleich lediglich reine Studien (sog. „Show cars“).

Aufgrund der geringen Anzahl aktueller BEV ergibt sich zwar eine recht heterogene Verteilung der Antriebsleistungen über der Fahrzeugmasse, jedoch lassen sich mit den vorliegenden Daten Trendlinien erzeugen, in die auch die im Projekt NET-ELAN dimensionierten BEV (mit der Dauerleistung) fallen.

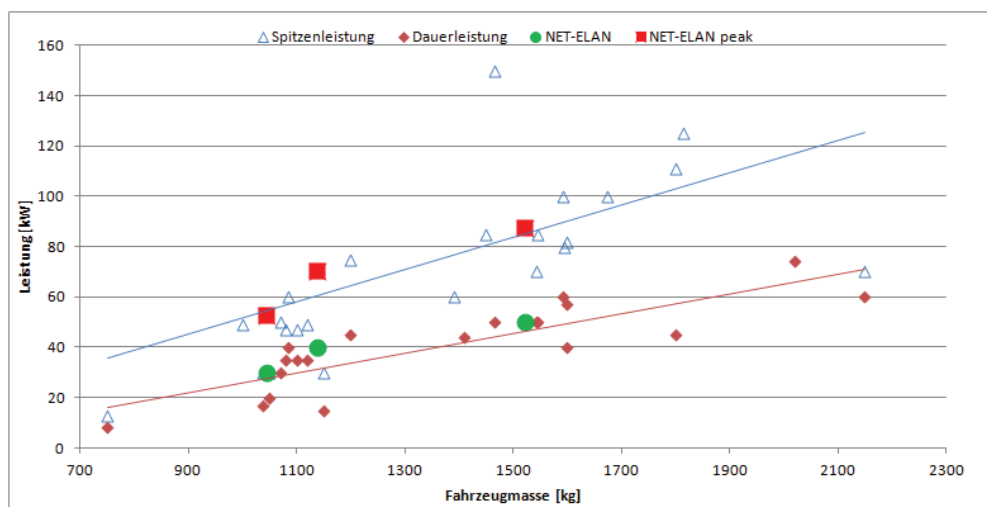


Abbildung 43: Antriebsleistungen verschiedener BEV in Abhängigkeit von der Fahrzeugmasse

5.3.6 Dimensionierung des Energiespeichers

Neben der Vorgabe des Nebenverbrauchs sowie der Reichweiten ist für die Berechnung der notwendigen Batteriekapazität auch die Kenntnis der Fahrzeugmasse und damit der Batteriemasse selbst notwendig. Aus diesem Grund handelt es sich bei der Bestimmung der Batteriekapazität aller Antriebskonzepte um einen iterativen Vorgang.

Einen der vielen Einflüsse auf den Energieverbrauch von Fahrzeugen bildet der zugrundeliegende Fahrzyklus. Die Berechnung des Energiebedarfs erfolgt anhand des NEFZ, wobei für den Nebenverbrauch eine über den Zyklus konstante Leistung von 1,5 kW für die Kompaktklasse und 1 kW für die beiden unteren Segmente angenommen wird. Dies soll gewährleisten, dass die gewählte Reichweite auch unter extremen Bedingungen zumindest näherungsweise eingehalten werden kann.

Mit dem auf diese Art dimensionierten Fahrzeug werden zusätzlich zum NEFZ weitere Zyklen simuliert, der besseren Einordnung der Verbrauchsangaben aus dem NEFZ dienen sollen. Hierbei handelt es sich zum einen um den Artemis-Zyklus, zum anderen aber auch um einen aus aufgezeichneten Messdaten generierte Fahrzyklen unterschiedlicher Nutzer (z. B. Pendler).

Nach der endgültigen Identifizierung der Batteriekapazität wird die Batterie hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und dem Vermögen die erforderliche Antriebsleistung bereitzustellen untersucht und ggf. neu dimensioniert.

5.3.6.1 Fahrzeugparametrierung

Die Anwendung der vorgestellten Methodik zur Auslegung der Referenzfahrzeuge ermöglicht eine Berechnung der Kenngrößen und Verbrauchswerte. Tabelle 7 fasst die Parameter für das Jahr 2010 zusammen. Diese Werte bilden die Referenzfahrzeuge im Jahre 2010 ab.

		BEV	BEV	BEV	REEV	REEV	PHEV
		Kompakt	Klein	Kleinst	Kompakt	Klein	Kompakt
$C_w \cdot A$	[m ²]	0,325 * 2,25	0,33 * 2,1	0,34 * 2,1	0,325 * 2,25	0,33 * 2,1	0,325 * 2,25
Rollwiderstandsbeiwert	[-]	0,0088	0,0088	0,0088	0,0088	0,0088	0,0088
Wirkungsgrad elektrische Maschine plus Leistungselektronik	[-]	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Elektrische Nebenverbraucher	[W]	1500	1000	1000	1500	1000	1500
Energiedichte der Batterie	[Wh / kg]	100	100	100	90	90	80
Elektrische Reichweite im NEFZ	[km]	120	120	120	50	50	30
EG Gesamtgewicht ohne Batterie	[kg]	1276	942	854	1425	1065	1481
Batteriegewicht	[kg]	246	196	190	115	92	77
Gesamtgewicht	[kg]	1522	1138	1044	1540	1157	1558
Batteriekapazität	[kWh]	24,6	19,6	19	10,38	8,3	6,1
Verbrauch an elektrischer Energie im NEFZ	[kWh / 100 km]	16,4	13,1	12,7	16,6	13,3	16,4

Tabelle 7: Parameter der Referenzfahrzeuge 2010

Die Auslegung der Batteriekapazität wird mit dem aktuellen Stand seriennaher batterieelektrischer Fahrzeuge verglichen (Abbildung 44). Die ermittelten Batteriekapazitäten der Referenzfahrzeuge reihen sich dabei gut in die Werte der bisher realisierten Fahrzeuge ein.

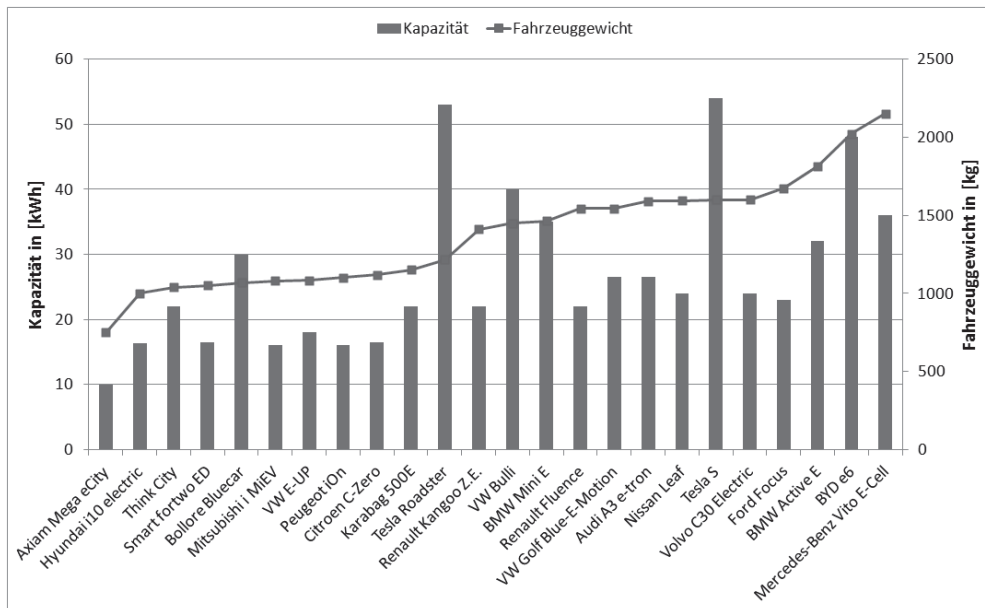


Abbildung 44: Batteriekapazitäten seriennaher batterieelektrischer Fahrzeuge

Um für die Stützjahre von 2010 bis zum Jahr 2030 Verbrauchswerte der hier untersuchten Antriebskonzepte zu ermitteln, wird die zukünftige Entwicklung der Fahrzeuge und ihrer Komponenten abgeschätzt. Aufbauend darauf werden Annahmen zur Entwicklung der verbrauchsbeeinflussenden Faktoren getroffen.

Eine Vorhersage der Entwicklung von Fahrwiderständen über die nächsten zwanzig Jahre ist mit vielen Unsicherheiten verbunden, weil Literaturangaben oftmals theoretische Potenziale (sog. „Laborwerte“) beinhalten, die sich nicht einfach auf den realen Fall übertragen lassen. Ein Beispiel hierfür ist die Entwicklung des „Rumpler-Tropfen-Autos“ aus dem Jahre 1920, der bereits damals einen c_W -Wert von 0,28 aufwies [Schindler & Sievers, 2008], erst heutige Serienfahrzeuge der Mittel- und Oberklasse wie der Audi A8 ($c_W = 0,27$) oder Mercedes E-Klasse ($c_W = 0,26$) erreichen bzw. unterbieten diese Werte. Oftmals verhindern wirtschaftliche Aspekte den Erfolg von Verbesserungen. So wurde die teure Einführung des Leichtbaus im 3-I Polo von den Kunden nicht angenommen.

Um eine reale Einschätzung über die Entwicklung der Fahrwiderstandsbeiwerte unter Berücksichtigung praktischer und finanzieller Aspekte zu bekommen, wird daher auf die Expertise des Ford Forschungszentrums Aachen (FFA) zurückgegriffen. Ein Abgleich mit der Literatur fand ebenfalls statt.

5.3.6.2 Entwicklung der Fahrzeugmasse

Derzeit zeichnet sich eine Trendwende hinsichtlich der Fahrzeugmassen ab. Während in den vergangenen Jahrzehnten durch ständige Zunahme von Sicherheits- und Komfortausstattungen aber auch durch ein „Wachstum“ der Fahrzeuge diese immer schwerer wurden, kommen aktuell Fahrzeugmodelle neu auf den Markt, die durch konsequenten Leichtbau und

beanspruchungsgerechte Konstruktion leichter als ihre Vorgängermodelle sind. Im konventionellen Fahrzeug trägt das Downsizing von Motoren zu dieser Masseeinsparung bei.

Daher wird vom FFA ein Entwicklungstrend der Masse des Fahrzeugs ohne Antriebsstrang aufgestellt. Es wird von einer Reduktion der Masse um 20 % bis zum Jahr 2030 ausgegangen. Nach Berechnung der Gewichte der Energiewandler und der Batterie unter Berücksichtigung der prognostizierten Energiedichte für jedes Stützjahr, wird für jedes Fahrzeugsegment und jedes Antriebskonzept die Fahrzeugmasse berechnet (siehe Abbildung 45).

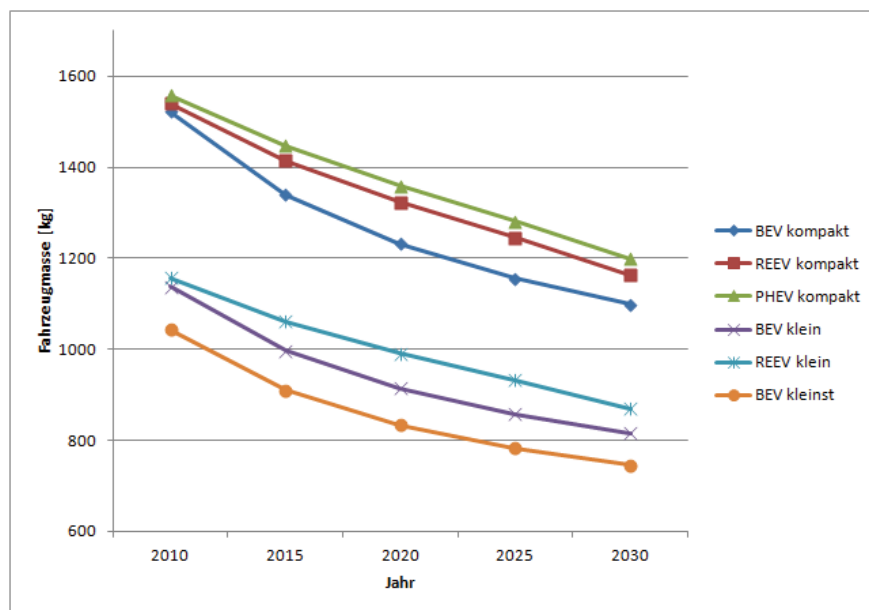


Abbildung 45: Fahrzeuggewichte der Referenzfahrzeuge

Es ergibt sich eine Verringerung der Fahrzeugmasse bis zum Jahre 2030 um durchschnittlich ca. 26 %. Diese hohe prozentuale Gewichtseinsparung ist wesentlich auf die starke Verbesserung der Energiedichten der Traktionsbatterien zurückzuführen, weshalb die Gewichtseinsparungen in Fahrzeugen mit großer Batterie (BEV) höher ausfallen als in Fahrzeugen mit kleiner Batterie (z. B. PHEV). In der Literatur wird eine Reduzierung sowohl des Karosserie-, als auch des Fahrzeuggesamtgewichts (auch konventioneller PKW) von bis zu 35 % als in den nächsten Jahren realisierbar dargestellt [Knauer, 2010a, 2010b; Krix, 2011; Krust, 2010; Pudenz, 2011; Roeder, 2011]. Dies ist eher als theoretisches Potenzial zu werten. Die Annahme einer Reduzierung des Fahrzeuggesamtgewichts von 26 % bis zum Jahre 2030 ist – nicht zuletzt vor diesem Hintergrund – als realistisch anzusehen.

5.3.6.3 Entwicklung des Rollwiderstands

Es werden für alle drei Fahrzeugklassen dieselben Rollwiderstandsbeiwerte angenommen. Eine Verbesserung um 20 % bis zum Jahre 2030 wird für Leichtlaufreifen als realisierbar angenommen. Das geplante Öko-Label für Reifen, welches im November 2012 eingeführt wird, könnte zum Erfolg der Leichtlaufreifen beitragen.

Eine Auswertung der Angaben von Reifenherstellern führt zu einem theoretischen Verringerungspotenzial des Rollwiderstands von ca. 20 % in den nächsten Jahren [Continental AG, o. J.; Goodyear Dunlop GmbH, 2011; Junio, 2011; Specht, 2011]. Die Continental AG sieht sogar die Möglichkeit, den Rollwiderstand bis zum Jahre 2040 um 50 % zu senken.

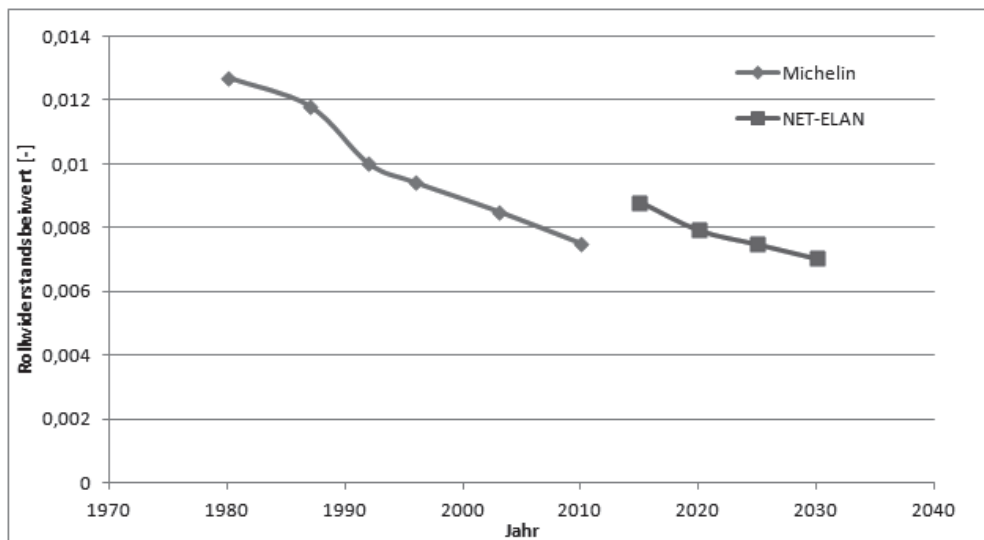


Abbildung 46: Entwicklung des Rollwiderstandsbeiwerts

5.3.6.4 Entwicklung des Luftwiderstands

Auch wenn das Potenzial zur weiteren Verringerung des Luftwiderstandsbeiwertes nicht hoch ist, so ist es vorhanden, und die Automobilhersteller arbeiten an Lösungen, um auch mit kleinen Änderungen die Umströmung des Fahrzeugs zu optimieren. Zu den Maßnahmen könnte die Verkleidung des Unterbodens, die geschwindigkeitsabhängige Niveauabsenkung oder eine schließbare Kühlerjalousie zählen. Nach [Focus, 2009; Schröder, 2011] werden mittelfristig Verbesserungen von bis zu 30 % für realisierbar gehalten.

Als absolutes praktisch realisierbares Optimum wird ein c_W -Wert von ca. 0,2 gehandelt [Schedel & Merkelbach, 2009]. Doch der strömungsoptimalen Tropfenform stehen Sicherheits- und Packageaspekte entgegen, die insbesondere in kleinen Fahrzeugen eine gewichtige Rolle spielen. Im Falle des Kleinwagens kann der c_W -Wert nicht in dem Maße gesenkt werden, wie in der Kompaktklasse, da die geringe Größe bei sinnvollem Package und Design nur noch wenig Spielraum lässt. Daher wird für das Klein- und Kleinwagensegment eine Verringerung des Luftwiderstandsbeiwerts bis zum Jahre 2030 von lediglich 15 %, für die Kompaktklasse hingegen von 20 % angenommen.

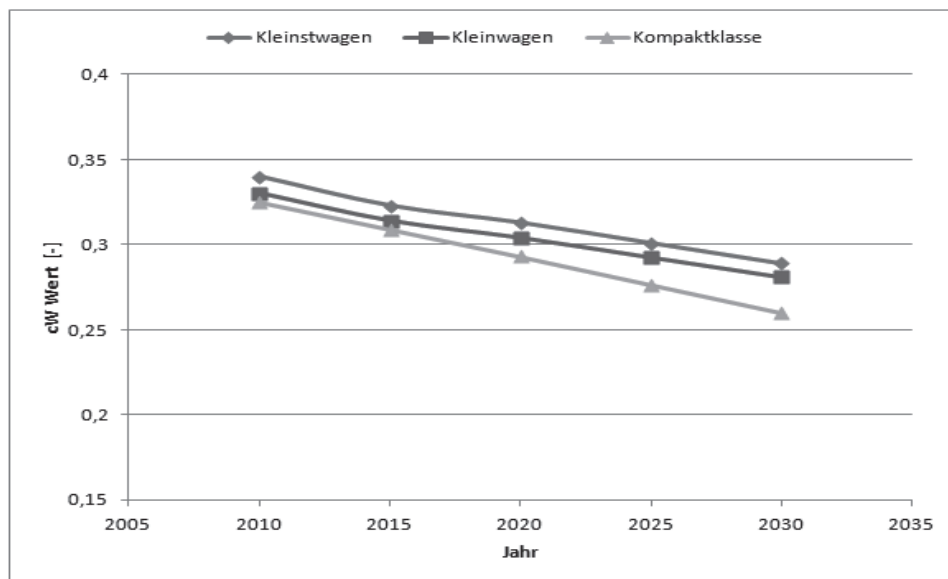


Abbildung 47: Entwicklung des Luftwiderstandbeiwerts

Für den Luftwiderstand eines Fahrzeugs ist nicht nur der c_W -Wert entscheidend, sondern auch die Stirnfläche. Hier wird angenommen, dass die Stirnfläche über die Jahre in den drei untersuchten Fahrzeugsegmenten konstant bleibt, da eine Verringerung nur durch Änderungen an der Sitzposition der Insassen und den Komfortmaßen zu erreichen wäre.

5.3.6.5 Entwicklung der Wirkungsgrade von Leistungselektronik und Elektrischer Maschine

Wie in Abschnitt 5.3.2.2 gezeigt, sind die Wirkungsgrade der Leistungselektronik und der elektrischen Maschine bereits sehr hoch. Eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrades ist daher mit relativ großem Aufwand verbunden, weshalb keine großen Verbesserungen zu erwarten sind. Um die Verbesserungen dennoch zu berücksichtigen, werden Annahmen aus dem Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität übernommen. Demnach wird eine Erhöhung des mittleren Wirkungsgrades der elektrischen Antriebskomponenten im NEFZ von derzeit ca. 82 %–84 % auf über 88 % bis zum Jahr 2020 angenommen [Meusinger, 2010].

5.3.6.6 Entwicklung der Wirkungsgrade der VKM

Die Entwicklung des Verbrennungsmotors ist noch bei Weitem nicht abgeschlossen. Insbesondere der Ottomotor bietet durch Aufladung kombiniert mit neuen Möglichkeiten der Klopfvermeidung hohes Verbesserungspotenzial. Eine 20-prozentige [Knauer, 2011] Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs von Ottomotoren durch Maßnahmen wie homogene Einspritzung, Turboaufladung und Downsizing wird als in den nächsten Jahren realisierbar angesehen. Neue Ottomotoren verfügen bereits über die vorgestellten Technologien. Allerdings gilt es auch im Falle des Verbrennungsmotors das Kosten-Nutzen-Verhältnis nicht aus den Augen zu lassen. Im Falle von PHEV und REEV, die mit konventionellen angetriebenen Fahrzeugen

konkurrieren werden, könnte auf die sehr kostspielige Optimierung des Verbrennungsmotors verzichtet werden. Andererseits können die Motoren durch den Wegfall der Ansprüche an die Dynamik einfacher, kostengünstiger und zum Teil effizienter gestaltet werden. Vor diesem Hintergrund wird ausgehend von bereits sehr effizienten aufgeladenen heutigen Ottomotoren eine kontinuierliche Erhöhung des mittleren VKM-Wirkungsgrades um 5 Prozentpunkte bis zum Jahr 2030 angenommen.

5.3.7 Nebenverbraucher

Generell lassen sich Nebenverbraucher in die Kategorien sicherheitsrelevante sowie Komfortnebenverbraucher einteilen. Zusätzlich werden die Heizung bzw. die Klimaanlage betrachtet. Die folgende Tabelle 8 gibt einen Überblick über den durchschnittlichen Leistungsbedarf. Dabei gehen nicht kontinuierlich verwendete Verbraucher, wie Bremslicht oder EPS (Servolenkung) mit 10 % ihrer Dauerleistung ein. Für die Heizung sowie die Klimaanlage werden Maximalwerte verbreiteter Modelle verwendet [Batterien-direkt, o. J.; Pucher et al., 2010; Tobias, 2011]. Zum Vergleich werden, soweit vorhanden, weitere Werte aus [Hesse, 2011] angegeben.

Verbraucher	Dauerleistung in W	Max. Leistung in W
Abblendlicht	150 / 50	150 / 110
Bremslicht	40 / 11	40 / 42
Servolenkung (EPS)	24 / 28	240 / 1400
Bremskraftverstärker	70	70
Scheibenwischer	8 / 10	80 / 50
Heckscheibenwischer	5	50 / 30–65
Scheinwerfer-Waschanlage	60 / 14–60	60
Heizbare Heckscheibe	120 / 60–120	120 / 200
Sitzheizung	60 / 12–200	60 / 180
Heizbare Außenspiegel	30	30 / 56
Heizbare Waschdüsen	40	40
Radio/CD-Wechsler	60	60 / 140–350
Gebälse Innenraum (max. Stufe)	150 / 80–500	300 / 460
Heizung Innenraum	1000 / 300–1000	4000
Klimaanlage (heißer Sommertag)	1000 / 1500–2000	3000 / 4000

Tabelle 8: Elektrische Leistungen von Nebenverbraucher

Tabelle 9 fasst die Leistung der Nebenaggregate nach bestimmten Gruppen zusammen. Die Gruppen Heizung und Klimaanlage weisen die höchsten maximalen Leistungen auf.

Zusammenfassung	
Gruppe	Verbrauch in W
Sicherheit (Lichter, Wischer, Lenkung)	261
Komfort / Unterhaltung	670
Heizung (max.)	4000
Klimaanlage (max.)	3000

Tabelle 9: Übersicht über Leistungen unterschiedlicher Nebenverbrauchs-Gruppen

5.4 Ergebnisse aus den Fahrzeugsimulationen

5.4.1 Verbrauchsberechnung

Mittels der in Abschnitt 5.3 beschriebenen Simulationsmodelle und Vorgehensweise kann für die Referenzfahrzeuge der jeweilige Verbrauch ermittelt werden. Der Verbrauch des rein elektrischen Fahrens (CDM) im NEFZ sowie im ARTEMIS Zyklus ist für alle Fahrzeuge in Tabelle 10 dargestellt. Die Verbrauchsangaben des SOC-neutralen Betriebs (CSM) für die Hybridfahrzeuge ist in Tabelle 11 aufgelistet.

	Verbrauch CDM in [kWh / 100 km]				
	Jahr				
	2010	2015	2020	2025	2030
Kleinstwagen 0 kW NV					
BEV					
NEFZ	11,2	10,0	9,3	8,7	8,2
Kleinwagen 0 kW NV					
BEV					
NEFZ	11,7	10,4	9,6	9,0	8,5
REEV					
NEFZ	12,0	10,8	10,0	9,4	8,7
Kompaktwagen 0 kW NV					
BEV					
NEFZ	13,9	12,3	11,2	10,3	9,6
REEV					
NEFZ	15,8	14,3	13,3	12,4	11,5
PHEV					
NEFZ	15,2	13,8	12,7	11,8	11,0
Kleinstwagen 1 kW NV					
BEV					
NEFZ	14,5	13,3	12,6	12,0	11,5
Artemis	17,6	16,0	15,1	14,3	13,6
Kleinwagen 1 kW NV					
BEV					
NEFZ	15,0	13,7	12,9	12,3	11,8
Artemis	17,7	16,2	15,2	14,4	13,8
REEV					
NEFZ	15,3	14,1	13,3	12,7	12,0
Artemis	17,6	16,1	15,2	14,4	13,6
Kompaktwagen 1 kW NV					
BEV					
NEFZ	17,2	15,6	14,5	13,6	12,9
Artemis	22,5	20,4	19,1	17,9	17,0
REEV					
NEFZ	19,1	17,6	16,6	15,7	14,8
Artemis	22,3	20,5	19,2	18,1	17,0
PHEV					
NEFZ	18,5	17,1	16,0	15,1	14,3
Artemis	22,4	20,6	19,3	18,1	17,0

NV - elektrische Nebenverbraucher

Tabelle 10: Verbräuche der Referenzfahrzeuge im „Charge Depleting Mode“

	Benzinverbrauch CSM in [l / 100km]				
	Jahr				
	2010	2015	2020	2025	2030
Kleinwagen 0 kW NV					
<i>REEV</i>					
NEFZ	4,1	3,7	3,4	3,1	2,9
Kompaktwagen 0 kW NV					
<i>REEV</i>					
NEFZ	4,9	4,3	3,9	3,6	3,3
<i>PHEV</i>					
NEFZ	4,6	4,2	3,9	3,7	3,5
Kleinwagen 260 W NV					
<i>REEV</i>					
NEFZ	4,4	3,9	3,6	3,4	3,1
Artemis	5,6	5,1	4,7	4,4	4,1
Kompaktwagen 260 W NV					
<i>REEV</i>					
NEFZ	5,1	4,6	4,2	3,9	3,6
Artemis	6,6	6,0	5,4	5,0	4,6
<i>PHEV</i>					
NEFZ	4,9	4,5	4,2	4,0	3,7
Artemis	6,1	5,6	5,2	4,9	4,6

NV - elektrische Nebenverbraucher

Tabelle 11: Verbräuche der Referenzfahrzeuge im „Charge Sustaining Mode“

Die Ergebnisse zeigen den erwarteten Einfluss der unterschiedlichen Fahrzyklen (siehe Abschnitt 6.3.3) sowie der Parametrierung der untersuchten Fahrzeugklassen (Abschnitt 6.3.5) deutlich auf. Auch die erwartete zukünftige Entwicklung der Fahrzeugparameter zeichnet sich deutlich in den sinkenden Verbräuchen ab.

5.4.2 Einflussfaktoren auf den Verbrauch

5.4.2.1 Individuelle Fahrweise

Aus der Erfahrung bei konventionellen Fahrzeugen ist bekannt, dass die individuelle Fahrweise maßgeblichen Einfluss auf den Fahrzeugverbrauch hat. Vor allem Anzahl und Gradient bei Beschleunigungsvorgängen und hohe Fahrgeschwindigkeiten beeinflussen den Gesamtverbrauch. Wie stark sich das auf den Verbrauch bei BEV auswirkt, zeigt Abbildung 48 am Beispiel des BEV Kleinwagens.

Ausgehend vom NEFZ, dem neuen europäischen Fahrzyklus, wird untersucht, wie sich der Verbrauch im ARTEMIS-Zyklus und dann auch bei individuellen Fahrern ändert. Die individuellen Fahrer werden aus den in Abschnitt 5.2.3 näher erläuterten Einzeluntersuchungen gewonnen. Dabei handelt es sich um

- einen *Pendler*, der täglich vom Berliner Umland zum innerstädtisch gelegenen Arbeitsplatz pendelt
- einen *Taxifahrer*, der ebenfalls im Raum Berlin unterwegs ist
- einen aus 22 Einzelfahrern erstellten *Berliner Stadtfahrzyklus* (BSFZ), der ein innerstädtisches Fahrprofil abbildet

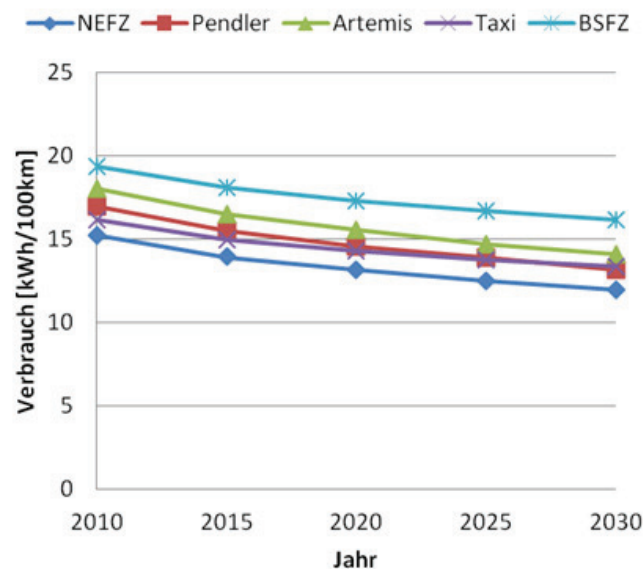


Abbildung 48: Verbrauch eines BEV Kleinwagen in Abhängigkeit vom individuellen Fahrprofil

Hier werden zwei Effekte deutlich: (1) die Verbräuche der unterschiedlichen Profile liegen in einem Band mit bis zu 27 % Mehrverbrauch zum NEFZ, der Berliner Stadtzyklus weist den höchsten Verbrauch auf; (2) der Verbrauch nimmt über die Stützjahre ab. Das liegt an Annahmen zu Verbesserungen auf der Fahrzeugseite, speziell am Gewicht und den die Fahr-

widerstände beeinflussenden Parametern, z. B. dem Rollwiderstand. Trotz Verbesserungen in der Fahrzeugtechnik sind keine wesentlichen Einsparpotenziale zu erwarten, da die Einzelwirkungsgrade bereits sehr gut sind. Von 2010 bis 2025 wirken nur diese Verbesserungen; von 2025 bis 2030 wird unterstellt, dass die Verbesserungen vor allem des Batteriegewichts zu einer Reichweitenverlängerung von 120 km auf 200 km genutzt werden können.

5.4.2.2 Nebenverbraucher

Überprüft man den Verbrauch eines BEV-Kleinwagens in unterschiedlichen Szenarien, wird schnell ersichtlich, dass der Einfluss der Nebenaggregate nicht vernachlässigbar ist. Da die Nebenverbraucher direkt mit der Energie aus der Batterie versorgt werden müssen, steht deren Verbrauch in Konkurrenz zur Reichweite, da der Gesamtverbrauch ansteigt. Wie groß der Einfluss unterschiedlicher Nebenverbraucher ist, zeigt die nachfolgende Abbildung 49. Beginnend mit rein sicherheitsrelevanten Verbrauchern wie Licht, Scheibenwischer oder Servolenkung im Szenario *Eco*, werden für das *Basis*-Szenario Komfortnebenverbraucher hinzugenommen wie Sitzheizung und heizbare Außenspiegel.

Viel diskutiert und derzeit untersucht wird die zusätzliche Belastung durch die Heizung, die sich direkt auf den Verbrauch auswirkt und hier im Szenario *Winter* dargestellt ist. Die angenommenen 2 kW verstehen sich als moderater Richtwert. Hierin noch nicht berücksichtigt ist die Tatsache, dass es derzeit zahlreiche Lösungsansätze zur Verbesserung dieses Wertes gibt wie

- die Verringerung der nötigen Heizleistung (Dämmung, andere Fenstermaterialien,...),
- effizientere Heizungen (Wärmepumpe, etc.) zu nutzen
- bessere Strategien (Vorheizen wenn noch am Netz, "Thermoskanne"-Prinzip, etc.)

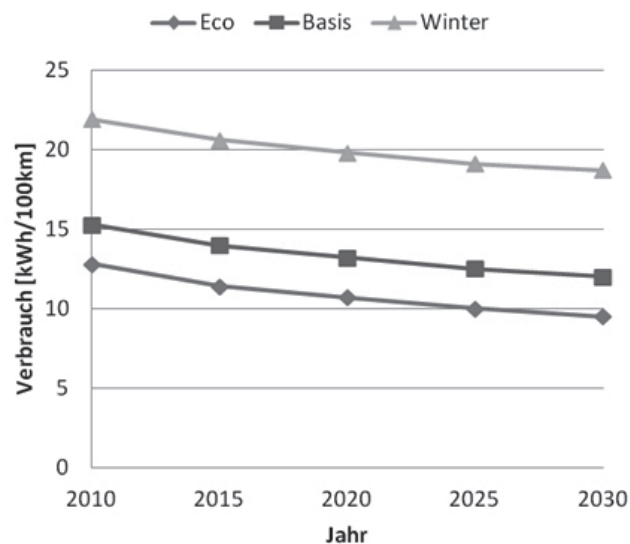


Abbildung 49: Verbrauch eines BEV Kleinwagens in Abhängigkeit von unterschiedlichen Nebenverbrauchern

Im Vergleich zur individuellen Fahrweise haben die Nebenverbraucher mit einem bis zu 71 % höheren Verbrauch einen deutlich größeren Einfluss.

5.4.2.3 Auslegung auf gesicherte Reichweite

Da der in Abbildung 49 dargestellte erhöhte Verbrauch bei winterlichen Bedingungen mit einer verringerten Reichweite einhergeht, wird weiterhin untersucht, wie stark sich eine jederzeit gesicherte Reichweite auf die Dimensionierung der Batterie auswirkt. Ausgehend von einem BEV Kleinwagen werden einige zusätzliche Bedingungen definiert: So könnte man annehmen, dass für den Kunden auch am Ende der Batterielebensdauer die 120 km Reichweite des BEV zur Verfügung stehen sollen. Per Definition hat die Batterie ihr Lebensende erreicht, wenn nur noch 80 % der ursprünglichen Kapazität zur Verfügung stehen. Des Weiteren soll die Reichweite auch sichergestellt sein, wenn die Heizung und diverse weitere Nebenverbraucher laufen.

Bei der Berechnung der nötigen Batteriekapazität muss weiterhin berücksichtigt werden, dass eine Vergrößerung der Batterie gleichzeitig bedeutet, dass höhere Fahrwiderstände überwunden werden müssen, wofür die Batterie dann wiederum angepasst werden muss.

Abbildung 50 zeigt, dass eine gesicherte Reichweite von 120 km unter Annahme schlechtesten Bedingungen zu einer Überdimensionierung der Batterie von 171 % führt.

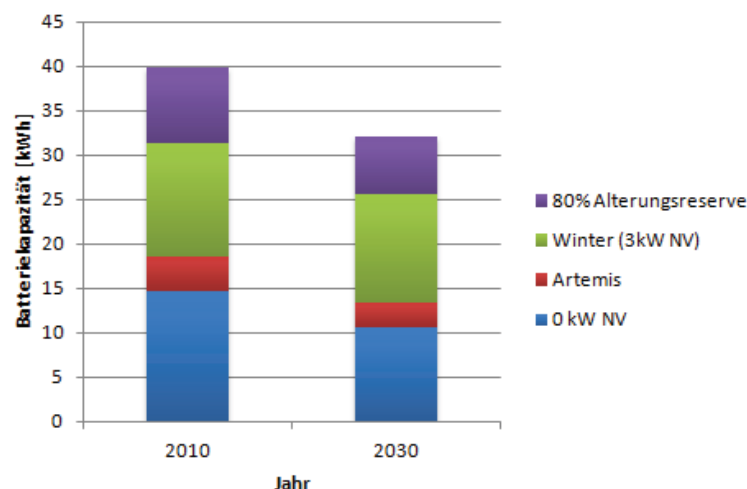


Abbildung 50: Auswirkungen einer gesicherten Reichweite bei Berücksichtigung von Nebenverbrauchern und Batteriealterung auf die Batteriedimensionierung

Bei dem hier dargestellten Kleinwagen wird die Minimalauslegung durch den NEFZ ohne Nebenverbraucher festgelegt. Davon weicht der Verbrauch im realitätsnäheren ARTEMIS-Zyklus etwas ab, so dass sich hierdurch bereits eine größere Batterie ergibt. Wird zusätzlich unterstellt, dass im Winter gefahren wird, muss die Batterie bereits doppelt so groß werden wie ursprünglich ausgelegt.

Unter der Annahme, dass dies auch noch am Ende der Lebensdauer gewährleistet sein soll, ergibt sich, dass die in 2010 anfänglich noch ca. 15 kWh große Batterie nun 40 kWh Energieinhalt haben muss, was wirtschaftlich aktuell nicht darstellbar ist. Der Notwendigkeit einer solchen Auslegung stehen mehrere Punkte gegenüber: zum einen ergibt sich aus der Statistik, dass 120 km weit über der durchschnittlich gefahrenen Reichweite liegen. Zum anderen sinkt bei Fahrzeugen mit zunehmendem Alter statistisch gesehen auch die Fahrleistung, da Vielfahrer in der Regel neuere Fahrzeuge besitzen. So fällt der Effekt der Reichweitenverkürzung durch Abnahme der Batteriekapazität ggf. nicht so stark ins Gewicht. Hinzu kommt, dass die Anzahl der Wintertage im Jahr zumindest in Deutschland nicht so hoch ist und die volle Heizleistung über die gesamte Fahrstrecke nur an wenigen Tagen nötig sein wird. Dennoch kann die Verkürzung der Reichweite, die in vielen Tests mit bereits verfügbaren BEV nachgewiesen wurde, für einige Nutzergruppen so nachteilig sein, dass diese sich gegen rein elektrische Fahrzeuge entscheiden (müssen).

Dieses Beispiel verdeutlicht die Wichtigkeit der passenden Batteriedimensionierung. Sie sollte möglichst bedarfsorientiert erfolgen. Daraus lässt sich ableiten, dass die oft vertretene Ansicht, xEV und speziell BEV eigneten sich besonders als private Stadtfahrzeuge mit geringer jährlicher Fahrstrecke, grundlegend falsch ist. Aus Kostengründen sollten sie vielmehr im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten unter möglichst maximaler Nutzung der durch die gewählte Batteriegröße vorgegebenen Reichweite betrieben werden.

5.4.3 Untersuchung der elektrischen Fahranteile

Auch wenn die Limitierung der Reichweite bei rein batterieelektrischen Fahrzeugen statistisch gesehen für die meisten Nutzer kaum zu Einschränkungen führt, ist anzunehmen, dass dennoch gelegentlich längere Strecken gefahren werden. Diese müssten dann mit einem konventionellen Fahrzeug oder einem anderen Verkehrsträger zurückgelegt werden. Ansätze zu Mobilitätskonzepten, die das Finden einer passenden Alternative vereinfachen sollen, werden aktuell diskutiert.

Um herauszufinden, wie viele Kilometer bzw. Strecken statistisch betrachtet tatsächlich mit einem BEV zurückgelegt werden, wurden für zwei Gruppen entsprechende Untersuchungen durchgeführt:

- MiD: aus den Daten der MiD-Studie geht die Verteilung der Fahrstrecken für alle befragten Nutzer hervor (n = 29.095)
- Berliner Stichprobe: Nach den Einzeluntersuchungen mit dem TU-veLOG in Berlin (siehe Kapitel 5.2.2) wurden 200 aufgezeichnete Tage zusammengefasst untersucht (n = 22).

Zum Vergleich sind in allen Auswertungen auch die Ergebnisse für das REEV aufgetragen. In einem ersten Schritt wird untersucht, wie viele Kilometer rein elektrisch zurückgelegt werden können. In der nachfolgenden Abbildung 51 sind zwei Informationen enthalten: Die Balken stellen die Verteilung der Tagesfahrstrecken dar, in den beiden Kurven wurde diese Verteilung aufsummiert. Die obere Kurve zeigt dabei den Range Extender im CDM (Charge Depleting Mode, d. h. hier fährt er rein elektrisch aus der Batterie) die untere Kurve das BEV.

Per Definition hat der REEV eine Reichweite von 50 km, das BEV von 120 km. Genau diese Werte sind mit den gestrichelten Linien dargestellt. Es zeigt sich, dass 69 % der Fahrten mit dem REEV und 68 % aller gefahrenen Kilometer mit dem BEV rein elektrisch zurückgelegt werden können, wenn über Nacht einmal geladen wird. Dabei ist zu beachten, dass alle Fahrten, die mit dem BEV nicht absolviert werden können, gleich mit einem konventionellen Fahrzeug gestartet werden, der REEV aber jede Fahrstrecke rein elektrisch beginnen kann. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass es sich hier um Tagesfahrstrecken handelt, d. h. wenn ein Fahrer vormittags mit seinem REEV bereits 50 km gefahren ist, kann er z. B. auf dem Heimweg nicht mehr rein elektrisch fahren. Anschließend soll die Frage beantwortet werden, wie sich diese Bilanz verbessert, wenn nach jeder Fahrt nachgeladen werden kann, d. h. zum Beispiel am Arbeitsplatz oder auf dem Parkplatz des Supermarktes.

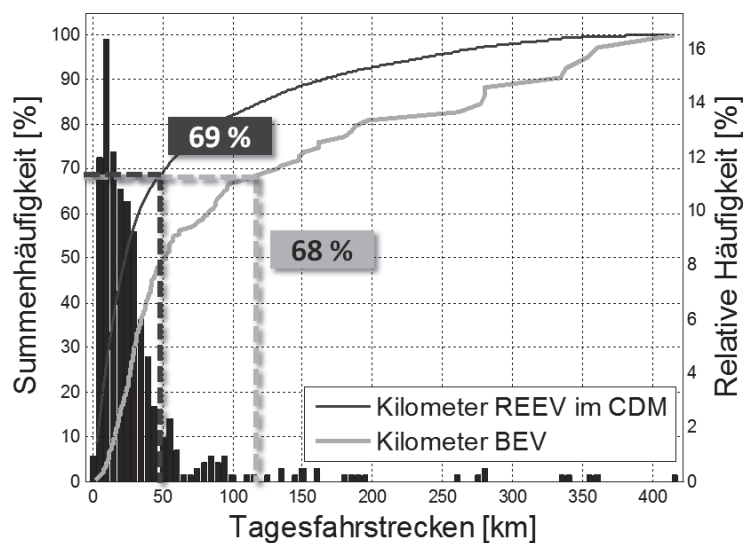


Abbildung 51: Berechnete Verteilung der elektrisch gefahrenen Kilometer für REEV und BEV (Annahmen: Berliner Stichprobe, Nachladen am Ende des Tages)

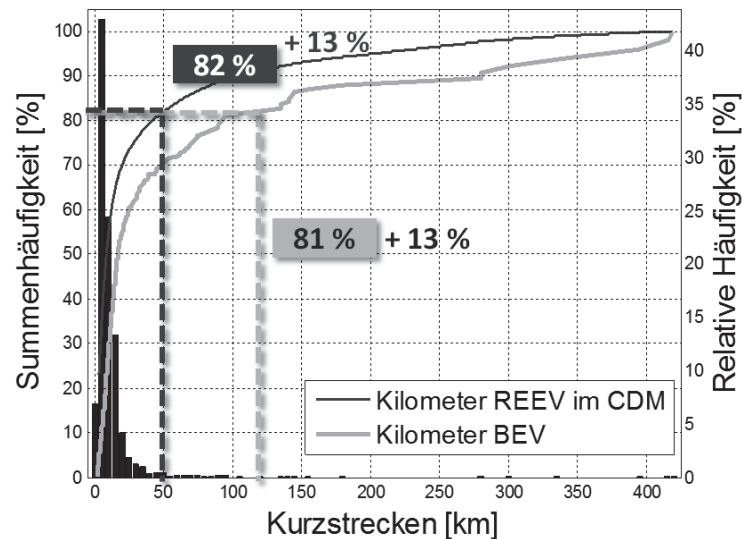


Abbildung 52: Berechnete Verteilung der elektrisch gefahrenen Kilometer für REEV und BEV (Annahmen: Berliner Stichprobe, Nachladen nach jeder Fahrt)

Das Ergebnis ist überraschend: Sowohl beim REEV als auch beim BEV liegt die Verbesserung nur bei ca. 13 %, der Effekt für den Nutzer ist also vergleichsweise gering. Dafür stünden auf der Gegenseite hohe Investitionen in die Infrastruktur, um ein Nachladen auch an öffentlichen Plätzen sicherzustellen. Auch die Batterie könnte bei sehr häufigem Nachladen zumindest nicht deutlich kleiner werden, wenn unterstellt wird, dass Kunden auch mit der Verfügbarkeit wie in der ersten gezeigten Grafik zufrieden sind. Zu diesen Ergebnissen sei angemerkt, dass es sich hierbei um eine Stichprobe handelt, die nicht für alle Nutzer Gültigkeit besitzen muss. Inwiefern sich das Verhalten der hier untersuchten Berliner Fahrer mit den Ergebnissen der statistischen MiD-Auswertung deckt, wird bei der Betrachtung der Fahrstrecken untersucht. Im Gegensatz zur Analyse der elektrisch gefahrenen Kilometer wird hier die Anzahl der Strecken untersucht, die im elektrischen Betrieb zurückgelegt werden können.

Im Falle der Berliner Stichprobe zeigt sich (siehe Abbildung 53), dass bereits mit einem REEV 88 % aller Strecken rein elektrisch zurückgelegt werden können. Dies ist zurückzuführen auf die vielen im Stadtverkehr zurückgelegten Kurzstrecken. Wenn auch hier wie in der ersten Untersuchung ein Nachladen nach jeder Fahrt unterstellt wird, können sogar 98 % aller Fahrten damit elektrisch zurückgelegt werden. Ein BEV mit deutlich längerer Reichweite verbessert diese Bilanz hinsichtlich der Tagesfahrstrecken nur um 8 % auf 96 %. Nachladen nach jeder Strecke führt hier zum Abdecken von 99 % aller Fahraktivitäten.

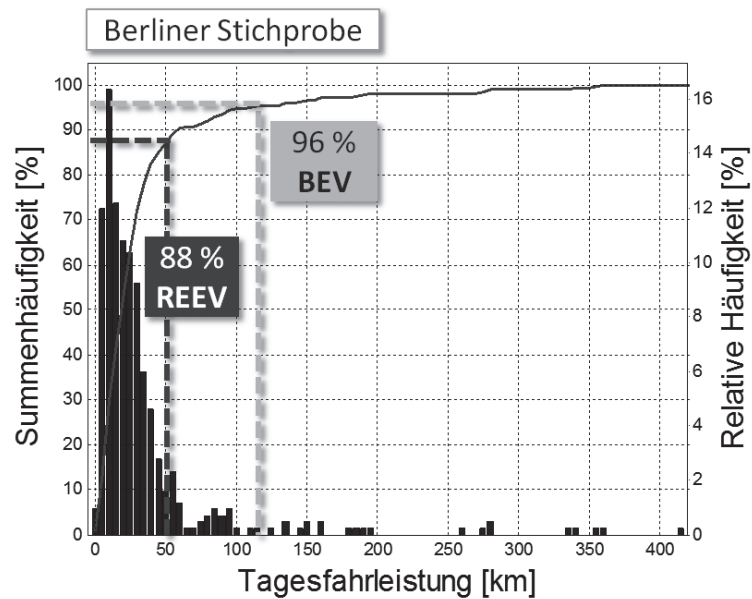


Abbildung 53: Berechnete Verteilung der elektrisch gefahrenen Tagesstrecken für REEV und BEV (Annahmen: Berliner Stichprobe, Nachladen am Ende des Tages)

Inwieweit sich die in der Großstadt aufgezeichneten Daten mit der gesamtdeutschen Statistik decken, zeigt die nachfolgende Abbildung 54. Hier liegt die gleiche Auswertemethodik zugrunde, wobei die Daten der MiD-Studie berücksichtigt werden. Deutlich zu erkennen ist, dass die Verteilung deutlich breiter ist und die Zahl der kurzen Tagesfahrstrecken relativ abnimmt. Dadurch ist die Abdeckung rein elektrischer Fahrten durch das REEV deutlich auf 75 % gesunken. Mit dem BEV lassen sich hingegen mit 92 % annähernd gleich viele Fahrten bewältigen.

Die Untersuchungen zeigen, dass REEV sowohl hinsichtlich der gefahrenen Kilometer als auch der elektrisch zurückgelegten Strecken bereits dicht an den Ergebnissen des BEV rangieren. Die zusätzliche Möglichkeit damit längere Strecken zu fahren, machen sie besonders interessant.

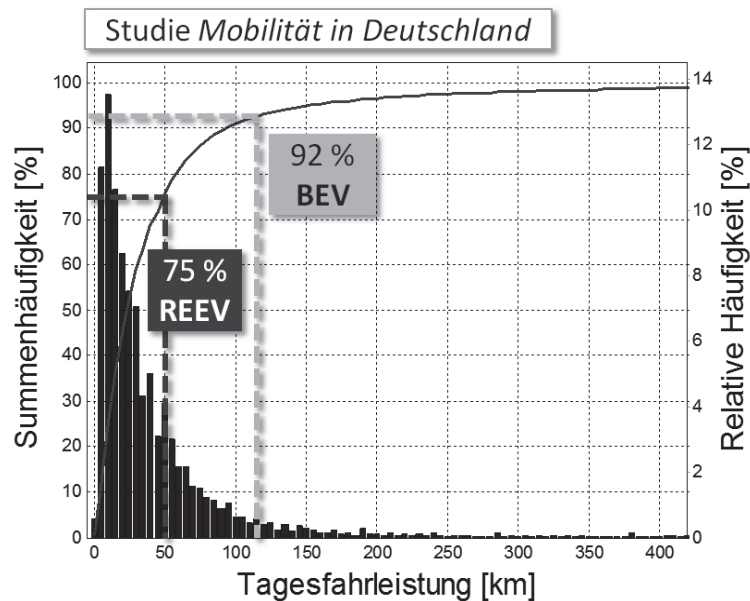


Abbildung 54: Verteilung der elektrisch gefahrenen Tagesstrecken für REEV und BEV (MiD, Nachladen am Ende des Tages)

5.5 Änderung der Batterielebensdauer aufgrund unterschiedlicher Fahrzeugnutzungsszenarien

In Deutschland stehen private Personenkraftwagen über 98 % des Tages für eine Netzanbindung zur Verfügung [Hartmann & Özdemir, 2011] und in den USA wird der Fahrzeugbestand über 95 % des Tages nicht genutzt [Kempton & Letendre, 1997]. Nach den Daten der MiD-Studie sind nie mehr als 13 % der Nutzer gleichzeitig unterwegs (siehe Abschnitt 5.2.1). Die Elektrifizierung der heutigen verbrennungsmotorischen Fahrzeuge lässt keine Änderung dieses Fahrverhaltens erwarten. Dies sind Grundvoraussetzungen für die erfolgreiche Verwendung von Elektrofahrzeugen für Netzdienste.

Die E-Fahrzeugvarianten PHEV und BEV können zum Nachladen des elektrischen Energiespeichers mit dem Stromnetz verbunden werden. Daher könnte eine bessere zeitliche Ausnutzung des teuren Akkumulators erzielt werden, indem dieser Beiträge zur Verbesserung der Übereinstimmung von Energienachfrage und -angebot und damit zur Stabilisierung des Netzes leisten würde. Diese zusätzliche Belastung der Batterie kann zu einer Verkürzung der Lebensdauer führen. So ergibt sich die in diesem Abschnitt behandelte Fragestellung: Welche Auswirkungen haben verschiedene Fahrprofile, unterschiedliche Ladestrategien und Netzdienstleistungen auf die Lebensdauer einer Traktionsbatterie?

Unterschiedliche Netzdienstleistungen werden nicht vor dem Jahre 2020 erwartet. Die Netzurückspeisung als eine spezielle Dienstleistung für das Stromnetz wird neben verschiedenen Fahrzyklen und unterschiedlichen Ladestrategien in den Szenariensimulationen berücksichtigt. Daher wird der Startzeitpunkt der Simulationen auf das Jahr 2020 gelegt. Dieses Vorgehen erfordert eine Anpassung von Fahrzeug- und Batteriemodell an diesen Zeitpunkt.

Um die zukünftige Entwicklung der Eigenschaften und Kosten von Lithium-Ionen-Batterien abschätzen zu können, wird in diesem Unterkapitel eine aggregierte Roadmap vorgestellt. Die Erkenntnisse dieser Recherche fließen in die Auslegung der Fahrzeug- und Batteriemodelle für die Stützjahre 2015, 2020, 2025 und 2030 ein. Das für die Simulation der Szenarien verwendete energiestromflussbasierte Batteriemodell wird vorgestellt. Dieses Modell berücksichtigt den alterungsbedingten Energieverlust der Fahrzeugbatterie und ermöglicht somit Aussagen über die Änderung der Speicherlebensdauer relativ zu unterschiedlichen Belastungen, welche durch verschiedene Fahrzyklen, Ladestrategien und Netzdienste verursacht werden.

5.5.1 Batterie Roadmap 2020+

Lithium-Ionen-Batteriezellen und -systeme für elektronische Geräte, wie z. B. Laptops, Smartphones, Videokameras und viele mehr, sind bereits sehr weit entwickelt und stellen mit Produktionsmengen von mehreren Millionen Stückzahlen pro Jahr den heutigen Stand der Technik in diesen Segmenten dar. Für neue Anwendungsfelder, insbesondere die Elektromobilität, ergeben sich jedoch zukünftig neue und andere Anforderungen hinsichtlich Sicherheit, Lebensdauer, Kapazität und Leistung. Dieses neue Anforderungsprofil bedingt weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen, die eine stetige Verbesserung des Stands der Technik ermöglichen. Um diese zukünftige Entwicklung möglichst gut abzuschätzen und entsprechende Meilensteine für Entwicklungsprogramme vorzugeben, werden von verschiedenen Institutionen so genannte Technologie-Roadmaps entwickelt. Wesentliche Zielparameter die dabei abgeschätzt werden, sind die zeitliche Entwicklung der Kosten pro kWh, der Lebensdauer (zyklisch und kalendarisch), sowie der spezifischen Leistung und Energie auf Zell- und Systemebene. Der wichtige Aspekt der Sicherheit kann dagegen nur schwer mit messbaren Größen dargestellt werden und wird daher in den meisten Roadmaps nicht quantitativ berücksichtigt.

Innerhalb des NET-ELAN Projektes werden Modelle zur Bestimmung der Alterung entwickelt und der damit verbundene Einfluss auf Kosteneffekte, unter anderem auf die Total-Cost-of-Ownership (TCO) von Elektrofahrzeugen und die Verdienstmöglichkeiten durch Netzdienstleistungen, abgeschätzt (Kapitel 7.1.1). Der Wertverlust einer Batterie hängt von der Art und Weise ihrer Nutzung ab. Eine bestimmte Belastungsanfrage kann mit einem Batteriemodell simuliert werden. Die belastungsbedingte Alterung wird von dem Teilmodell für Alterungseffekte prognostiziert. Als Datengrundlage für ein entsprechendes Kostenmodell ist die Kenntnis des Preises bzw. der Höhe der Investition in eine Batterie für Elektrofahrzeuge erforderlich. Zunächst werden daher die Kosten von Batterien auf Zell- und Systemebene sowie deren zukünftiger Verlauf anhand einer umfassenden Literaturrecherche ermittelt.

Für die umfassende Modellierung zukünftiger Batteriesysteme (Zeitraum bis 2030) ist zudem eine fundierte Datengrundlage der weiteren oben genannten Parameter notwendig. In einem zweiten Schritt werden die bereits genannten Zielparameter verschiedener Technologie-roadmaps für Batteriezellen und -systeme, z. B. der Institutionen METI, EUCAR, USABC und auch der Industrie, zusammengestellt und in einer aggregierten Roadmap zusammengeführt.

Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse der Literaturrecherche und anschließend die einzelnen Roadmaps vorgestellt. Im letzten Abschnitt wird die aggregierte Roadmap grafisch

zusammengefasst. Dabei ergibt sich ein Roadmap-Korridor, der die Bandbreite der verschiedenen Einzelroadmaps darstellt.

5.5.1.1 Kostenabschätzungen von Batteriezellen und -modulen

Für die Betrachtung der Kosten von Batteriesystemen ist eine schrittweise Untersuchung der Kosten der Einzelkomponenten notwendig. Je nach Einsatzfeld und Hersteller unterscheiden sich die Batteriekonzepte und damit die eingesetzten Komponenten auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen. Im Folgenden werden die einzelnen Stufen, grob aufgeteilt in Zell-, Modul- und Packherstellung, kurz vorgestellt und die wichtigsten Ergebnisse der Analysen dargestellt.

In vielen aktuellen Elektrofahrzeugen, wie z. B. dem Tesla Roadster oder dem Testfahrzeug von BMW, dem MiniE, werden handelsübliche Lithium-Ionen-Batteriezellen des Standardformats 18650 verbaut. Da diese Massenprodukte darstellen, handelt es sich um kostengünstige Produkte mit entsprechenden Erfahrungswerten, allerdings optimiert für die Anwendung in elektronischen Geräten mit kürzeren Lebensdauern, wie sie in Fahrzeugen erwartet werden. Betrachtet man den Verlauf der Verkaufspreise und Absatzzahlen dieser kleinformigen Zellen in den letzten 15 Jahren, so stellt man fest, dass diese mit steigendem Produktionsvolumen und technologischem Fortschritt die Herstellkosten und damit die Preise von über 1000 US\$/kWh auf heute 200–250 US\$/kWh⁵ deutlich senken konnten [Bosch, 2010]. An diesem Maßstab orientieren sich viele der Zielstellungen aus der Industrie.

Die Tendenzen der mittel- und langfristigen Forschung und Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien für den mobilen Einsatz gehen größtenteils in Richtung großformatiger Zellen. Im Folgenden werden daher ausschließlich die Herstellkosten für größere Batteriezellen und -module betrachtet.

Batteriezellen

Lithium-Ionen-Zellen bestehen aus gewickelten oder gestapelten Zellschichten. Die einzelnen Schichten werden aus den Elektroden (Aktivmaterial, leitfähige Additive, Polymerbinder mit Ableiter aus Aluminium (Pluspol) und Kupfer (Minuspol)) und dem Separator gebildet. Die Elektrodenräume sind mit einem leitfähigen Elektrolyten befüllt. Dieser kann flüssig (nicht-wässrig, organisch) oder fest (Polymer) sein. Die Vielfalt der verfügbaren Materialien und Materialkombinationen ermöglicht ein anwendungsorientiertes Design der Lithium-Ionen-Zellen nach dem Baukastenprinzip. Die eingesetzten Materialien beeinflussen nicht nur die Eigenschaften, sondern ganz wesentlich auch die Kostenstruktur von Lithium-Ionen-Zellen. Für zukünftige Anwendungen in Elektrofahrzeugen sollen daher die Anteile teurer Materialien, wie z. B. Cobalt, durch Mischmaterialien reduziert oder durch Alternativen komplett ersetzt werden. Weitere Forschungsbestrebungen zielen auf den Einsatz von Materialien höherer Sicherheit, langer Lebensdauer sowie verbesserter spezifischer Energie und Leistung.

Die Analysen der verfügbaren Kostenstudien [Anderman, 2009; BCG, 2010; Holman, 2008] zeigen, dass die verwendeten Materialien einen erheblichen Einfluss auf die Höhe und Ver-

⁵ Der Einfachheit halber wird im Folgenden mit US\$ gerechnet. Bei Umrechnungen wurde einheitlich ein Umrechnungskurs von 1 Euro = ~1,4 US\$ verwendet.

teilung der Kosten haben. Günstigere Kathodenmaterialien müssen jedoch nicht zwangsläufig zu einer Erniedrigung der Gesamtkosten führen, da der niedrigere Materialpreis zum Beispiel auf Grund einer niedrigeren Energiedichte und damit höherem Materialeinsatz ausgeglichen wird. Auf der anderen Seite ermöglichen manche Materialien den Austausch oder die Vermeidung anderer teurer Komponenten (z. B. von Leiterplatten). Die verschiedenen betrachteten Studien unterscheiden sich teilweise erheblich in den absoluten Werten der Materialkosten. Die Vergleichbarkeit der Materialkostenverteilung der unterschiedlichen Studien ist allerdings auch nur sehr bedingt gegeben, da die Haupteinflussfaktoren die verwendete Materialkombination und die angesetzten Materialpreise sind. Allen Studien ist jedoch gleich, dass knapp die Hälfte der Kosten auf die Aktivmaterialien für Kathode (z. B. Lithium-Nickel-Aluminium-Cobalt-Oxid) und Anode (z. B. Graphit) entfallen. Als Ergebnis lässt sich insgesamt ableiten, dass heutige Materialkosten in der Größenordnung von 500–650 US\$/kWh liegen, während, abhängig vom Produktionsvolumen, zukünftige Kostensenkungen bis deutlich unter 200 US\$/kWh prognostiziert werden.

Für den Aufbau der Zellen existieren verschiedene Aufbaukonzepte, die in Tabelle 12 mit den spezifischen Vor- und Nachteilen dargestellt sind und sowohl das Eigenschaftsprofil als auch die Kosten der Zellen beeinflussen können. Das Gehäuse der Batteriezellen zum Beispiel besteht je nach Zellkonzept aus einem Metallbecher (Aluminium, Stahl) und -deckel oder einer flexiblen Aluminium-Kunststoff-Compoundfolie („Coffee-Bag“) mit entsprechenden Ableiterfahnen (Al, Cu). Die Einzelkosten für das Gehäuse werden in den meisten Fällen nicht einzeln ausgewiesen, sondern als „Materialkosten-Overhead“ geführt, weshalb eine Vergleichbarkeit verschiedener Studien schwierig ist.

Die Ergebnisse der Auswertung der Kostenanalysen (Materialkosten inkl. Gehäuse zuzüglich Fertigungskosten und Overhead) für Batteriezellen [Anderman, 2009; Anderson, 2008; BCG, 2010; Roland Berger GmbH, 2009b] zeigt, dass der Anteil der Materialkosten an den Herstellkosten in einem relativ großen Bereich (40 %–80 %) schwankt. In den meisten Fällen werden die einzelnen Beiträge der Fertigungskosten nicht explizit aufgeschlüsselt oder sind nur sehr ungenau abschätzbar. Eine detaillierte Berechnung der Fertigungskosten wird im Rahmen dieser Betrachtungen nicht durchgeführt. Daher können über die Gründe für die Unterschiede weder anhand der gegebenen Daten noch auf Grund der großen Anzahl an Einflussparametern Abschätzungen vorgenommen werden. Für 2010 werden die Herstellkosten für Batteriezellen auf 600–800 US\$/kWh abgeschätzt und können laut den hier genannten Prognosen in den nächsten 10 Jahren auf ein Kostenniveau von sogar unter 200 US\$/kWh fallen.



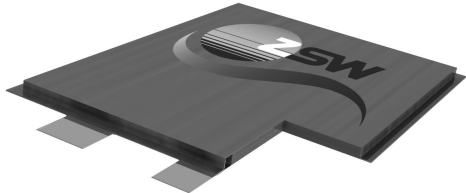
Rundzelle mit rund gewickelter Elektroden-Separator-Einheit	
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Massenprodukt → Kosten ↓ ▪ Einfach zu produzieren ▪ Mechanisch sehr stabil ▪ Geringe Volumenausnutzung ▪ Schlechtes Thermomanagement ▪ Hohes Gewicht ▪ Wickeltechnik → einfache Produktion
Anwendungen: → Drahtlose Kommunikation, mobile Datenverarbeitung und Automotive, Werkzeuge	
Prismatische Zelle mit flach gewickelter Elektroden-Separator-Einheit	Folienzelle mit gestapelter Elektroden-Separator-Einheit
	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ keine Standard Zellengröße → einfache Skalierbarkeit ▪ Höhere Produktionskosten ▪ Hohes Gewicht ▪ Kleinere Energiedichte als Folienzelle, aber höher als bei Wickelzelle ▪ Sicherheit + ▪ Wickeltechnik → einfache Produktion 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geringe Marktverbreitung → Kosten ↑ ▪ Ausschließlich für Li-Ionen-Zellen ▪ Effizienteste Volumenausnutzung (90–95 %), Geringes Gewicht, ▪ geringe mechanische Stabilität → Sicherheit – ▪ Stapelzelle → hoher Produktionsaufwand
Anwendungen: → Mobiltelefone, Automotive	Anwendungen: → Mobiltelefone, Automotive

Tabelle 12: Bauformen von Lithium-Ionen-Zellen. Runde Wickelzelle, prismatisch gewickelte Zelle und mit Folie laminierte Stapelzelle (Coffee-Bag)⁶.

⁶ In prismatischen Zellen und Folienzellen können verschiedene Varianten der Elektroden-Separator-Einheit zum Einsatz kommen (flach gewickelt, gestapelt, Z-Wickel, Stapel-Wickel-Kombinationen).

Batteriemodule und -systeme

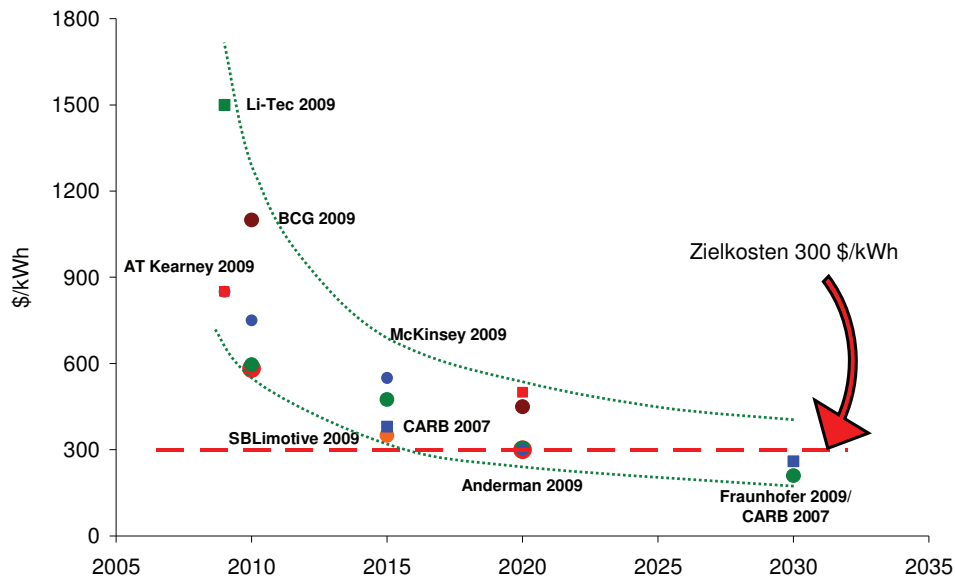
Typische Nennspannungen von Lithium-Ionen-Zellen sind 3,3–3,6 Volt bei einem Ladungsinhalt von rund 2 Amperestunden. Für den Einsatz mit höheren Spannungslevels und Kapazitäten, wie in kleineren elektronischen Geräten (z. B. Laptops) bis hin zu größeren Anwendungen etwa in Elektrofahrzeugen, können Zellen seriell und parallel verschaltet und zu einem Modul mit Gehäuse, Kühlung, Batteriemanagement (Zellüberwachung etc.) verbaut werden. Die Anzahl der Zellen variiert zwischen circa vier und in der Größenordnung von 25 Zellen pro Modul. Im Elektrofahrzeug und bei stationären Speichern werden zusätzlich einzelne Module zu einem großen Batterie-Pack zusammengeschaltet. Dabei kann jedoch der Bau der Module im Vergleich zu den oben genannten Anwendungen stark abweichen. Typischerweise werden etwa einhundert Zellen (~ 50 Ah) seriell verschaltet und ergeben damit ein Spannungslevel von 400 V bis 440 V bei einer Nennenergie von rund 20 kWh.

Die Herstellkosten eines Batteriepacks bestehen aus den Kosten für die Zellen und anderen Komponenten, im Folgenden als Materialkosten bezeichnet, sowie den Fertigungskosten für das Zusammenbauen der einzelnen Bauteile und zuzüglich eventuell angerechneter Gemeinkosten (F&E, General, Sales & Administration). Im Rahmen dieser Betrachtungen können, wie schon für die Batteriezellen, keine detaillierten Berechnungen durchgeführt werden. Die Analyse besteht aus der Auswertung verfügbarer Studien und soll als Einschätzung für die Kostenverteilung des Batteriepacks dienen.

Die Auswertung verschiedener Studien [Anderman, 2009; Anderson, 2008; Axion, 2010; BCG, 2010; Nelson et al., 2009] ergab in den meisten Fällen einen sehr hohen Anteil der Materialkosten 70 %–75 % an den Kosten für das Batteriepack. Heutige Kosten für Batteriepacks liegen in der Größenordnung von 1000 US\$/kWh, die Abschätzungen gehen von einer Kostenreduktion um mehr als 50 % in den nächsten 10 Jahren aus. Ein Kostenniveau von < 400 US\$/kWh und sogar von < 250 US\$/kWh erscheint für großformatige Zellen dann erreichbar zu sein. Nach detaillierten Berechnungen von [Nelson et al., 2009] entfällt der Großteil der Kosten auf die eingesetzten Materialien. Mehr als die Hälfte der Batteriemodulkosten können demnach den Aktivmaterialien inklusive Binder und Leitrußen, den Ableitern, dem Separator und den Elektrolyten sowie sonstigen Komponenten zugerechnet werden. Gehäuse und Verpackung machen 12 %, direkte Fertigungskosten lediglich circa 15 % und der Overhead etwa 10 % aus. Ein wesentliches Ergebnis bei [Nelson et al., 2009] ist folgender Zusammenhang: Eine größere Dimensionierung von Batteriezelle und Batteriemodul führt sowohl zu einer Verringerung des Kostenanteils von Gehäuse und Verpackung als auch des Anteil der Fertigungskosten an den Gesamtkosten des Moduls. Des Weiteren erfordern viele kleine Zellen zusätzlichen Aufwand bei Materialkomponenten, Formierung, Testen von Zellen und ähnlichem, als wenige großformatige Zellen mit hoher Kapazität.

Abschließend werden verfügbare Analysen zur zukünftigen Entwicklung der Kosten von Lithium-Ionen-Batteriesystemen für den Einsatz in Elektrofahrzeugen, aber auch für Hybrid- und Plug-In-Hybrid-Anwendungen gegenübergestellt. Obwohl die Studien oftmals keine detaillierten Angaben zur Berechnung oder Kostenverteilung machen, kann diese Zusammenstellung eine erste Näherung an einen möglichen zukünftigen Kostenverlauf darstellen. Abbildung 55 zeigt die prognostizierte Entwicklung der Kosten eines Batteriemoduls für Elektrofahrzeuge von 2010 bis 2030. Demnach liegen die Systemkosten heute in der Größenord-

nung von 1000 bis 1500 US\$ / kWh und können laut Prognosen auf 300 US\$ / kWh bis 2020 und darunter bis 2030 sinken. Die dargestellte Zusammenstellung verschiedener Studien ermöglicht eine gute Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Batteriekosten, ist aber sicherlich mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Eine mögliche Erweiterung zur Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung wäre der Ansatz mit Lernkurven zu arbeiten.



Quellen: [Anderman, 2009; BCG, 2010; Becker, 2009; Biere et al., 2009; CARB, 2007; Gutsch, 2009; Kearney, 2009; Lahl, 2009]

Abbildung 55: Kostenentwicklung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen für Elektrofahrzeuge von 2009 bis 2030 anhand der Zusammenstellung verschiedener Studien und Aussagen von Industrieunternehmen

Technologie-Roadmaps für Batteriezellen und -systeme

Auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche werden verschiedene Technologie-Roadmaps zu Traktionsbatterien in Elektrofahrzeugen (Fokus Hochenergiebatterien⁷) zusammengetragen und in einer aggregierten Roadmap harmonisiert, wobei jedoch die Bandbreiten der einzelnen Roadmaps ersichtlich werden sollen.

Gegenüberstellung von Technologieroadmaps

Die Ergebnisse der Literatursauswertung werden hier zusammengefasst in Tabelle 13 dargestellt.

⁷ Hochenergiebatterien (HE): Power-Energy-Rate (PER) = $P_{\text{spez}} / E_{\text{spez}} < 2 \text{ h}^{-1}$
Hochleistungsbatterien (HP): PER $> 5 \text{ h}^{-1}$

Land	Japan	USA	EU	International
Institutionen	METI = Ministry of Economy, Trade and Industry in Japan NEDO = New Energy and Industrial Technology Development Organization	DoE = Department of Energy USCAR = US Council for Automotive Research USABC = US Advanced Battery Consortium FreedomCar = "Freedom" Cooperative Automotive Research	EC = European Commission ERTRAC = European Road Transport Research Advisory Council EPoSS = European Technology Platform on Smart Systems Integration EUCAR = European Council for Automotive R&D	IEA = Internationale Energieagentur
Bemerkungen	Basis: „Cool Earth-Innovative Energy Technology Program“ (2007) Entwicklung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen in zwei Phasen: I. „Improvement“ (- 2010) II. „Advancement“ (- 2015) Die dritte Phase III. „Innovation“ (- 2030+) bedeutet den Übergang zu Post-Lithium-Ionen-Technologien (z. B. Li-S, Li-Luft), LIB haben 2020 das Limit erreicht und sind Stand der Technik.	Basis: „Technology Development Roadmap“ (2006) der Konsortien USABC und FreedomCar. Forschungsprogramme des DoE. Kurz- (2015) und langfristige Zielwerte (2020 -2030) für die Entwicklung von Energiespeichersystemen. Lediglich grobe zeitliche Einordnung der Zielwerte.	Basis: „European Roadmap Electrification of Road Transport“ (2009), „European Green Cars Initiative“ (2009), Workshop der EU-Kommission, von ERTRAC und EPoSS zum Forschungsbedarf für Batterien (2008) Zielwerte für die Jahre 2012, 2016 und 2020 für die Entwicklung von Batteriezellen mit LIB-Technologie. Nach 2020 Verbesserungen nur noch mit Post-LIB-Technologien machbar (z. B. Li-Luft)	Basis: „Electric and Plug-in Hybrid Vehicle (EV/PHEV) Roadmap“ (2009) Eher qualitative Aussagen: Kostenreduktion, Erhöhung der Reichweite, Zukünftig Post-Lithium-Ionen-Technologien entwickeln. Werte orientieren sich an NEDO/METI (Japan) und DoE (USA)

Tabelle 13: Ergebnisse der Literaturrecherche zu Technologieroadmaps von Elektrofahrzeugbatterien

Land	Japan			USA		EU			International
Zielparameter	I. (2010)	II. (2015)	III. (2030+)	Minimalziel (2015/2020)	Langfristziel (2020/2030)	2012	2016	2020	Bis 2015
Technologie	LIB	LIB	Post-LIB (LIB)	LIB		LIB	LIB	LIB	Nicht spezifisch
	Batteriesystemebene für EV			Batteriesystemebene für PHEV und EV		Batteriezellebene (Systemebene)			Batteriesysteme für EV
Leistungsfähigkeit (ggü. Basisjahr)	1	1,5x	7x	-	-	1,5x	2x	3x	-
Spezifische Energie [Wh / kg]	100	150	500–700 (250)	150	200	220	300 (150)	450 (200)	100
Spezifische Leistung [W / kg]	1000	1200	1000 (1500)	300	400	(500–1000)	(850–1200)	(1200–2000)	
Lebensdauer [a]	-			10	15	9	11	17	10–15
Max. Zyklenzahl [Zyklen DOD 80 %]	-			1000	5000	(4000)		(>5500)	2000–3000
Kosten (ggü. Basisjahr) [€ / kWh]	400 (1/2)	200 (1/7)	~50 (150) (1/40)	100	<100	350–600 (5/7)	250–500 (4/7)	200–300 (1/3)	< 500 Bis 2020: 200–300 (1/2)
Quellen:	[METI, 2006, 2008; NEDO, 2009]			[FreedomCAR & USABC, 2006; Howell et al., 2009; USABC, 2010; USCAR, 2010]		[EC/EPoSS/ERTRAC, 2009; ERTRAC/EPoSS, 2009; EUCAR & CLEPA, 2009; GCI, 2009; Meyer, 2009]			[IEA, 2009]

Tabelle 13: Ergebnisse der Literaturrecherche zu Technologieroadmaps von Elektrofahrzeugbatterien (fortgesetzt)

Eine aggregierte Batterie-Roadmap 2020+

Ausgehend von den oben dargestellten Technologie-Roadmaps wird für den Zeitraum 2010 bis 2050 die mögliche Entwicklung der Lithium-Ionen-Technologie und alternativer, neuer Batterietechnologien abgeschätzt und in einer aggregierten Roadmap in Abbildung 56 dargestellt. Dabei werden in 5-Jahres-Schritten Meilensteine für die wesentlichen Parameter Spezifische Energie (kWh/kg), Lebensdauer (kalendarisch und zyklisch) sowie Kosten der Batterie (\$/kWh) angegeben. Eine Verbesserung heutiger Systeme um den Faktor 7 bis 10 wird langfristig angestrebt, bei einem Zwanzigstel der heutigen Kosten. Die Bandbreite der Roadmap (blaue und rote Flächen) wird durch die unterschiedlichen Werte der verwendeten Roadmaps bedingt.

Einigkeit herrscht in den oben genannten Roadmaps größtenteils darüber, dass es zwischen den Jahren von 2020 bis 2030 auf Grund der Limitierungen der Lithium-Ionen-Technologie zu einem Technologiesprung kommen wird beziehungsweise kommen muss, insofern man sehr hohe Energiedichten für die Batterie und damit höhere Reichweiten für das Elektrofahrzeug erreichen möchte. Neue Batteriekonzepte und -technologien, wie z. B. Metall-Luft oder Metall-Schwefel-Systeme, die sich heute bereits in der Entwicklung befinden, kommen prinzipiell dafür in Frage.

Ab 2030 ist jedoch nur noch eine grobe Abschätzung des zukünftigen Entwicklungspfad es möglich. Zum einen gibt es bisher nur sehr wenige vorhandene Roadmaps die über 2020 hinausblicken und zum anderen ist die Entwicklung der „Post-Lithium-Ionen“-Technologien aus heutiger Sicht noch sehr ungewiss.

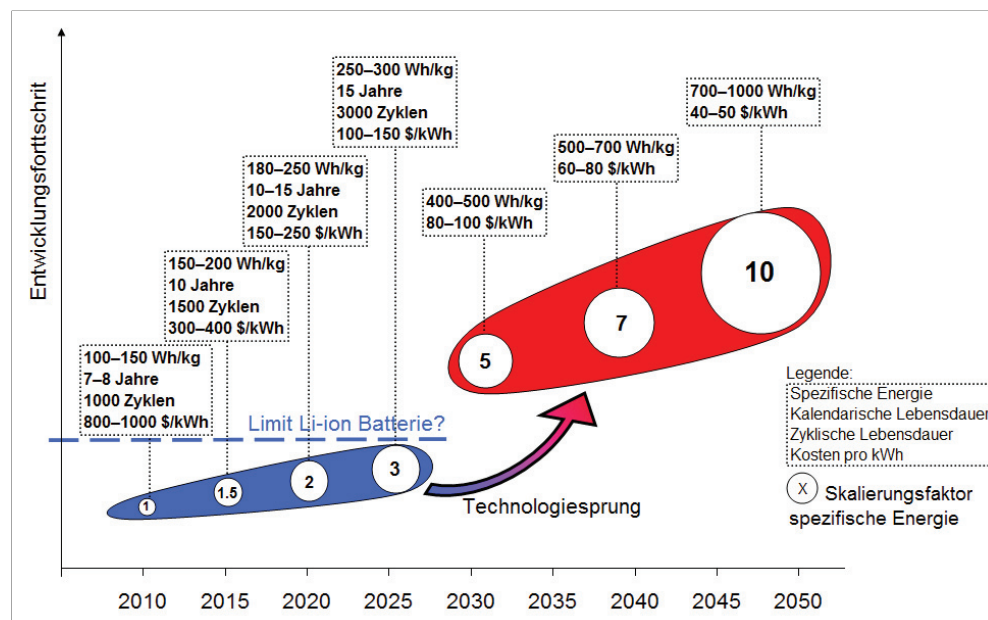


Abbildung 56: Aggregierte Roadmap zur Weiterentwicklung ausgewählter Eigenschaften von Lithium-Ionen-Batterien.

Für die Lithium-Ionen-Technologie wird in Tabelle 14 eine grobe Entwicklung auf Material-ebene dargestellt. Die Informationen dazu stammen aus den bereits beschriebenen Roadmaps, aus [Scrosati & Garche, 2010] sowie aus internem Know-how des ZSW.

Zeitachse	2010 			> 2030
Positive Elektrode	Metall-Oxide: ▪ Spinelle (LiMn ₂ O ₄ , NMO) ▪ Olivine (LiFePO ₄) ▪ Schichtstrukturen (NMC)	4–5 V: Neue Metall-Oxide (Olivine: LiMnPO ₄ , LiCoPO ₄) Höhere Kapazität: Mischkristallstrukturen	4–5 V und höhere Kapazität: ▪ z. B. LiMPO ₄ F ▪ Silicatsysteme Li ₂ MSiO ₄	Technologiesprung durch innovative Batteriesysteme: → Metall/Luft (Li, Zn, Al ...) → Metall/Schwefel (Li, ...)
Negative Elektrode	Graphite	Höhere Kapazität: ▪ Modifizierte Graphite (Coated) ▪ Nanocomposites (Sn-C) Sicherheit: Titanbasiert (TiO ₂ , Li-Titanat)	Höhere Kapazität: Metall-Legierungen (Li-Si, Li-Sn) Höhere Verfügbarkeit: Lithium-Organyle	
Elektrolyt	Organisch, flüssig (LiPF ₆ -EC/DC)	Hochvoltelektrolyte: ▪ Polymer-Elektrolyte ▪ Gelelektrolyte	Hochvoltelektrolyte: Ionische Flüssigkeiten	

Tabelle 14: Übersicht über die erwarteten Entwicklungen der Elektrodenmaterialien und des Elektrolyten bis hin zu einem Technologiesprung.

5.5.2 Beschreibung des Batteriemodells und Ergebnisse für Szenariensimulationen im Jahre 2020

Die Simulation von Szenarien ist eine Möglichkeit, die Auswirkungen verschiedener Fahrprofile, Ladestrategien und Netzdienste auf die Lebensdauer der Traktionsbatterien von elektrifizierten Fahrzeugen zu untersuchen. In dieser Untersuchung liegt der Fokus auf dem in Tabelle 6 definierten Kompaktklasse-BEV. In den Szenarien werden Netzdienste berücksichtigt, welche im realen Einsatz nicht vor 2020 erwartet werden. Daher beginnen die Szenarien zu diesem Zeitpunkt. Der elektrische Speicher hat einen Energieinhalt von 21 kWh. Einige Eigenschaften des energieflussbasierten Batteriemodells, wie Energiedichte und Lebensdauer, werden auf Basis der *aggregierten Batterie-Roadmap 2020+* aus Abschnitt 5.5.1 an die zukünftigen Verhältnisse angepasst. Das ermöglicht eine Berechnung der Lebensdauer für die unterschiedlichen Szenarien.

Im Folgenden werden das verwendete Batteriemodell und die Eckdaten der modellierten Batterie vorgestellt, bevor auf die Modellierung des Alterungsverhaltens eingegangen wird. Abschließend folgt eine Übersicht über die simulierten Szenarien und die Diskussion der Simulationsergebnisse für die belastungsbedingten Änderungen der Batterie-Lebensdauer.

5.5.2.1 Energieflussmodell Lithium-Ionen-Batterie

Unterschiedliche Ansätze zur Implementierung von dynamischen Batteriemodellen werden in Abschnitt 5.3.3 erwähnt. Die Modellierung einer Batterie, wie sie laut der aggregierten Roadmap in Abschnitt 5.5.1 im Jahre 2020 vermutlich existieren wird, ist nur auf einer abstrakteren Ebene mit Hilfe von Vereinfachungen möglich. Es wird angenommen, dass sich alle Zellen in der simulierten Batterie identisch verhalten. Außerdem werden die thermischen Wechselwirkungen zwischen den Zellen und dem Kühlsystem vernachlässigt. Damit ergibt

sich eine sehr viel einfachere Modellstruktur und das Modell kann für eine einzelne Zelle entwickelt und parametrisiert werden.

Die elektrische Leistung $P_B(t)$, welche vom Fahrzeug benötigt wird, um ein bestimmtes Geschwindigkeits-Zeit-Profil abbilden zu können, teilt sich nach obiger Annahme gemäß $P_Z(t) = P_B(t)/n$ gleichmäßig auf alle n Zellen der Batterie auf. Per Definition wird die Zelle bei negativer Leistung entladen und mit positiver Leistung geladen. Um für zeitabhängige Verläufe der elektrischen Leistung den Ladezustand und die Temperatur einer Zelle angeben zu können, wird ein energiestromflussbasierter Ansatz verwendet. Der Energiewirkungsgrad

$$\eta_{Wh} = E_E / E_L \quad (15)$$

ist definiert als das Verhältnis von der aus der Zelle entladenen Energie E_E zur in die Zelle geladenen Energie E_L . Für Lithium-Ionen-Batterien liegt der Energiewirkungsgrad nach [Josson & Weydanz, 2006] bei 95 %. Um eine Verbesserung gegenüber heutigen Werten zu erzielen, wird für 2020 ein Wert von 96 % angenommen. Die elektrische Leistung einer Zelle

$$P_Z(t) = \begin{cases} P_V(t) + P_{Nutz}(t); & \text{für } P_Z(t) > 0 \text{ kW} \\ -P_V(t) + P_{Nutz}(t); & \text{für } P_Z(t) < 0 \text{ kW} \end{cases} \quad (16)$$

setzt sich aus der Verlustleistung $P_V(t)$ und der Nutzleistung $P_{Nutz}(t)$ zusammen. Während letztere zur Änderung des Ladezustandes der Batterie führt, bewirken die Verluste eine Erwärmung derselben. Die Verluste setzen sich zusammen aus ohmschen Anteilen, die in den Ableitern und im Elektrolyt auftreten, sowie aus anderen Vorgängen wie dem Ladungsdurchtritt zwischen der flüssigen und der festen Phase oder der Diffusion der Ladungsträger im Aktivmaterial. Wie beispielsweise in [Roscher et al., 2009] und [Srinivasan & Newman, 2006] dargelegt, erzeugen diese Vorgänge Überspannungen, welche hinsichtlich der Stromrichtung asymmetrisch sind. Je nach Zielsetzung sind diese geringen Asymmetrien mehr oder weniger relevant für die Modellierung. Da die vorliegende Modellstruktur einfach gehalten ist und nicht auf Spannungs-, sondern auf Leistungs- und Energieebene implementiert ist, wird diese Asymmetrie hier vernachlässigt. Für die Leistungskette gilt dann

$$P_E = \eta^2 \cdot P_L \quad (17)$$

mit $\eta = \eta_E = \eta_L$. Der Zusammenhang zwischen den Wirkungsgraden aus (15) und (17) lautet $\eta^2 = \eta_{Wh}$.

Durch eine zeitliche Integration der Nutzleistung wird unter Zuhilfenahme eines Startwertes $E_0 = E_Z(t=0)$ der Energieinhalt der Zelle gemäß

$$E_Z(t) = E_0 + \int_0^t P_N(t) dt \quad (18)$$

bestimmt. Die Batterie ist voll geladen, wenn der Energieinhalt $E_Z(t)$ dem Betrag der Nennenergie E_N entspricht. Leer ist die Batterie für $E_Z(t) = 0$ kWh.

Für die zeitdiskrete Implementierung des Modells wird das Integral zur Berechnung der Zellenergie nach Gleichung (18) zum Zeitpunkt $t_k = kh$ unter Verwendung der Startwerte $E_0 = E_z(t_0 = 0)$ und $P_0 = P_N(t_0 = 0)$ sowie der Rechtecknäherung durch diskrete Operationen zu

$$E_z(kh) = E_z((k-1)h) + K \cdot h \cdot P_N((k-1)h) \quad (19)$$

mit der Schrittweite $h = t_k - t_{k-1}$, dem Verstärkungsfaktor $K = 1$ und dem Index $k = 1, 2, \dots, N$ umformuliert.

Neben dem Ladezustand stellt die Temperatur $T_z(t)$ einen weiteren wichtigen Zustand der Zelle dar. In Abhängigkeit von der Verlustleistung und der Umgebungstemperatur $T_u(t)$ kann die Temperatur der Zelle mit einem einfachen Modell berechnet oder zumindest abgeschätzt werden. Wie in Abschnitt 5.3.3 bereits erwähnt, wird die Temperaturänderung

$$T_z(t) = T_0 + \frac{1}{C_{th}} \int_0^t \left(P_v(t) - \frac{T_z(t) - T_u(t)}{R_{th}} \right) dt \quad (20)$$

des punktförmigen Zellenmodells durch die beiden Parameter Wärmekapazität C_{th} und Wärmewiderstand R_{th} beeinflusst. Für eine Folienzelle, wie in Tabelle 12 dargestellt, mit $\text{Li}(\text{N}_{1/3}\text{M}_{1/3}\text{C}_{1/3})\text{O}_2$ und Graphit als Aktivmaterialien werden die Parameter des thermischen Modells anhand von Messdaten identifiziert. Da die Werte $C_{th} = 1,213 \text{ kJ/K}$ und $R_{th} = 0,934 \text{ K/W}$ im Vergleich mit anderen Messungen und Literaturwerten für diese Bauform repräsentativ sind, werden sie hier für die Modellierung verwendet. Analog zu Gleichung (19) lautet die zeitdiskrete Formulierung des Zelltemperaturmodells

$$T_z(kh) = T_z((k-1)h) + \frac{T}{C_{th}} \cdot \left(P_v((k-1)h) + \frac{T_u((k-1)h) - T_z((k-1)h)}{R_{th}} \right) \quad (21)$$

Für vorgegebene Zeitverläufe von Leistung und Umgebungstemperatur können mit den oben beschriebenen Modellen der Energieinhalt (Ladezustand) und die Temperatur der Zelle simuliert werden. Diese zwei Größen haben wesentlichen Einfluss auf die Alterung einer Batterie.

5.5.2.2 Alterungsmodell

Die Elektromobilität stellt eine Herausforderung für die verschiedenen Technologien der elektrischen Energiespeicher dar. Auf der einen Seite werden die Einzelzellen und andererseits werden die Batterien für immer größere Energien und Leistungen ausgelegt. Aufgrund des frühen Entwicklungsstandes der Lithium-Ionen-Batterien für den Automotive-Bereich sind heute deren Kosten noch sehr hoch (vgl. Abschnitt 5.5.1). Insbesondere bei langfristigen Anwendungen, wie beispielsweise bei photovoltaischen Inselsystemen oder bei der Elektromobilität ist daher die Abschätzung der Lebensdauer für möglichst genaue Kostenkalkulationen notwendig.

Für Aussagen über die Lebensdauer sind Untersuchungen zum Alterungsverhalten notwendig. Betrachtet man das Alterungsverhalten von Batterien, so unterscheidet man zwischen

kalendrischer Alterung und betriebs- oder auch zyklusbedingter Alterung. Kalendrisch altert eine Batterie unentwegt, auch ohne Energiedurchsatz. Die kalendrische Alterungsgeschwindigkeit hängt vom Ladezustand und der Temperatur einer Zelle ab. Während des Betriebs tritt zusätzlich die zyklusbedingte Alterung auf. Durch die Zyklisierung mit einem Strom wird der kalendrische Alterungsprozess überlagert. Untersuchungen zur Überlagerung der beiden Alterungsprozesse sind Gegenstand aktueller Forschungsvorhaben. Im hier vorgestellten Ansatz wird eine Superposition beider Alterungsarten gemäß

$$A_z(t) = A_{kal}(t) + A_{zykl}(t) \quad (22)$$

angenommen.

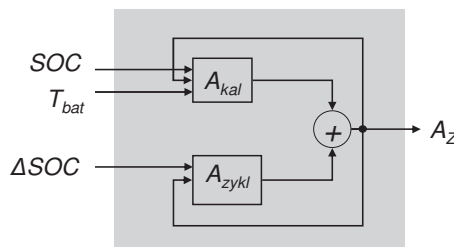


Abbildung 57: Struktureller Aufbau des Alterungsmodells.

Wie in [Broussely et al., 2001, 2005; Vetter et al., 2005; Wohlfahrt-Mehrens et al., 2004] beschrieben, geschieht Alterung im realen System durch Schädigungsmechanismen auf elektrochemischer Ebene. Im Modell bedeutet Alterung, dass die Modellparameter, wie Kapazität oder Innenwiderstand, zeitabhängig sind. Tests zur Alterung von Batterien werden unter Berücksichtigung der oben genannten Batteriezustände und Betriebsbedingungen durchgeführt. Die Batterien werden bei unterschiedlichen Ladezuständen und Temperaturen gelagert oder mit definierten Zyklen betrieben. Im realen Betrieb ändern sich diese Größen laufend, das Modell muss also für beliebige Überlagerungen von Ladezustand, Temperatur und Zyklisierung implementiert werden. Aufgrund der moderaten Stromstärken in Elektrofahrzeugen wird hier angenommen, dass sich die Stromstärke ausschließlich über die dabei entstehende Joulesche Wärme auf die Alterung auswirkt. So ergibt sich die in Abbildung 57 dargestellte Struktur des Modells. Ladezustand $SOC(t)$ und Temperatur $T_z(t)$ sind Eingangsgrößen für die kalendrische Alterung $A_{kal}(t)$ während die betriebsbedingte Alterung $A_{zykl}(t)$ auf der Zyklientiefe $\Delta SOC(t)$ beruht. Im Gegensatz zu Ladezustand und Temperatur ist letztere keine direkte Ausgangsgröße des Batteriemodells und muss daher mit Hilfe eines Algorithmus aus dem Zeitverlauf des Ladezustandes berechnet werden. Ausgangsgröße des Alterungsmodells ist die Alterung der Zelle $A_z(t)$ beziehungsweise der Gesundheitszustand $SOH(t)$ (state of health). Der Gesundheitszustand ist ein Faktor zur Bewertung des aktuellen Zustands einer Batterie im Vergleich zu ihrem idealen Verhalten. Er legt den relativen Nutzen für eine vorgegebene Anwendung fest. Der $SOH(t)$ ist über die Gleichung

$$SOH(t) = 1 - A_z(t) \quad (23)$$

mit der Zellalterung verknüpft und nimmt mit der Zeit und durch Belastung der Batterie ab. Er liegt zu Beginn der Nutzung bei 100 % und am Lebensende bei 0 %.

Auf Grund der sich aus Abschnitt 5.5.1 ergebenden Verbesserung des Alterungsverhaltens der Zellen über die betrachteten Stützjahre hinweg, wird der Modellansatz so gewählt, dass das Modell relativ einfach für andere Lebensdauern parametrisiert werden kann.

Wie bereits erwähnt, wirkt sich die Alterung unter anderem auf den Widerstand und die Kapazität der Zelle aus. Der ansteigende Widerstand resultiert in einem sinkenden Energiewirkungsgrad. Durch die sinkende Kapazität kann weniger Energie in der Zelle gespeichert werden. Da bei den Szenariensimulationen, für welche das Modell implementiert wird, die Reichweite der Fahrzeuge und nicht das Kühlkonzept im Fokus steht, wird die Auswirkung auf den Widerstand nicht weiter berücksichtigt. Die mit der zunehmenden Alterung sinkende Nennenergie berechnet sich gemäß

$$E_{ist}(t) = E_N(t) \cdot (0,8 + 0,2 \cdot SOH(t)) \quad , \quad (24)$$

wobei das Lebensende per Definition auf 20 % Energieverlust gegenüber dem Nennwert am Beginn der Lebensdauer festgelegt ist. Die Berechnung des Ladezustandes

$$SOC(t) = \frac{E_z(t)}{E_{ist}(t)} = \frac{E_z(t)}{E_N(t) \cdot (0,8 + 0,2 \cdot SOH(t))} \quad (25)$$

erfolgt dann durch Normierung des Energieinhaltes $E_z(t)$ auf die zeitveränderliche Nennenergie $E_{ist}(t)$.

Kalendarisches Alterungsmodell

Die kalendarische Alterung einer Zelle wird überwiegend durch chemische Reaktionen zwischen dem Elektrolyt und den Elektroden getrieben, so dass Material für die Speicherung von Energie verloren geht [Broussely et al., 2001]. Diese Reaktionen werden durch das elektrochemische Potenzial und die Temperatur in der Zelle beeinflusst. Untersuchungen [Liaw et al., 2003; Ploehn et al., 2004; Wright et al., 2002] haben gezeigt, dass sich der Einfluss der Temperatur gemäß der Arrhenius-Gleichung verhält, also exponentiell ist. Die Werte der Aktivierungsenergie liegen so, dass sich die Reaktionsgeschwindigkeit (Alterung) verdoppelt, bei einem Anstieg der Temperatur um 10–15 Kelvin [Käbitz et al., 2012; Kümpers, 2011; Millner, 2010]. Auch der Einfluss des Potenzials lässt sich mit Hilfe einer Exponentialfunktion beschreiben. In [Bloom et al., 2001; Käbitz et al., 2012; Liaw et al., 2003] und unveröffentlichten Ergebnissen aus Alterungstests am ZSW ergeben sich unterschiedliche Abhängigkeiten der Alterungsgeschwindigkeit bei einem Anstieg des Ladezustandes. Als moderater Wert wird hier eine Verdoppelung der Alterung bei einem Anstieg des Ladezustandes um 40 % angenommen. In [Bloom et al., 2001; Ploehn et al., 2004; Thomas et al., 2008; Yoshida et al., 2006] wird der Zeitverlauf der Alterung respektive des Lithiumverlustes proportional zu Wurzel t beschrieben. Daher wird für die kalendarische Alterung der Ansatz

$$A_{kal}(t) = A_0 \cdot \exp\left(\frac{(SOC(t) - SOC_0)}{b}\right) \cdot \exp\left(\frac{(T_z(t) - T_0)}{c}\right) \cdot \sqrt{t} \quad (26)$$

mit dem Vorfaktor A_0 und dem definierten Ladezustand SOC_0 und der definierten Temperatur T_0 angenommen. Die Parametrierung erfolgt mit Hilfe der oben genannten Annahmen und der kalendarischen Lebensdauern aus Abschnitt 5.5.1.

Modell für betriebsbedingte Alterung

Es wird angenommen, dass sich kalendarische und betriebsbedingte Alterung überlagern. Auch während des Betriebs altert die Zelle kalendarisch. Gemessene Werte für Zyklenlebensdauern sind immer für das untersuchte Messobjekt und die vorherrschenden Messbedingungen gültig, beispielsweise für eine bestimmte Temperatur T_B , einen mittleren Ladezustand $mSOC$ und die Zyklientiefe ΔSOC . Um ein Modell für die Simulation der betriebsbedingten Alterung $A_{Zykl}(t, \Delta SOC)$ für beliebige Ladezustandsverläufe SOC in einem festgelegten Temperaturbereich zu implementieren, muss die kalendarische $A_{kal}(t, T_B, SOC)$ aus der im Betrieb gemessenen Alterung $A_{mess}(t, T_B, SOC, \Delta SOC)$ zu jedem Zeitpunkt gemäß

$$A_{Zykl}(t, \Delta SOC) = A_{mess}(t, T_B, SOC, \Delta SOC) - A_{kal}(t, T_B, SOC) \quad (27)$$

herausgerechnet werden. Die Zeitabhängigkeit der oben beschriebenen Messbedingungen wird in Gleichung (27) nicht explizit aufgeführt, liegt aber weiterhin vor. In Traktionsbatterien für batterieelektrische Fahrzeuge sind die Ströme relativ moderat. Daher wird hier die Stromstärke als ein weiterer treibender Parameter für die Zyklenalterung vernachlässigt. Über die Verlustleistung und den damit verbundenen Temperaturanstieg geht die Stromstärke indirekt in das kalendarische Alterungsmodell ein.

Da sowohl Literatur- als auch Messdaten für die Zyklenalterung nach dem vorliegenden Modellansatz die kalendarische Alterung implizit beinhalten, müssen diese um die kalendarische Alterung bereinigt werden. Die kalendarische Alterung ändert sich bei der Zyklisierung ständig durch den sich ändernden Ladezustand. Die kalendarische Alterung ist bei Berechnung mit einem mittleren SOC von 50 % wesentlich geringer, als bei einer Berechnung mit dem aktuellen $SOC(t)$ zu jedem Zeitpunkt der Zyklisierung. In Tabelle 15 sind die Zyklenzahlen N_{Zyklus} dargestellt, welche sich durch die Korrektur der Anzahl N bis zum Lebensende einer Zelle um den Anteil der kalendarischen Alterung gemäß Gleichungen (26) und (27) ergeben.

Zyklientiefe ΔSOC in %	Äquivalente Vollzyklen N bis Lebensende	Äquivalente Vollzyklen N_{Zyklus} bis Lebensende nach Korrektur um kalendarischen Anteil
5	25000	46775
10	20000	33761
25	8750	14593
50	5000	6886
100	2000	2513

Tabelle 15: Anzahl der äquivalenten Vollzyklen bis zum Lebensende in Abhängigkeit der bei der Zyklisierung verwendeten Zyklientiefe ΔSOC .

In der aggregierten Batterie-Roadmap in Abschnitt 5.5.1 werden für das Jahr 2020 zweitausend Vollzyklen bis zum Lebensende erwartet. Von einem Vollzyklus spricht man, wenn eine

Zelle einmal vollständig entladen und wieder geladen wird. Der gesamte zulässige Bereich des Ladezustandes einer Zelle wird dabei durchschritten. Die in Tabelle 15 gezeigten Verläufe der Zyklenzahlen sind nichtlineare Funktionen der Zyklientiefe und basieren auf institutsinternen Erfahrungswerten und nicht veröffentlichten Messergebnissen. Für die korrigierten Zyklenzahlen N_{Zyklen} ergibt sich für die in Abbildung 58 dargestellte betriebsbedingte Alterung pro Zyklus eine gute Approximation mit

$$a_{\text{Zykl}}(\Delta SOC) = \alpha \cdot \Delta SOC^3 + \beta \cdot \Delta SOC^2 + \gamma \cdot \Delta SOC + \delta \quad (28)$$

einem Polynom 3. Grades. Eine Summation

$$A_{\text{Zykl}}(\Delta SOC(kh)) = \sum_{k=0}^N a_{\text{Zykl}}(\Delta SOC(kh)) \quad (29)$$

mit der Schrittweite h und dem Faktor $k = 0 \dots N$ liefert unter Verwendung des Startwertes $\Delta SOC(0) = 0$ die Zyklenalterung für den gesamten simulierten Zeitraum.

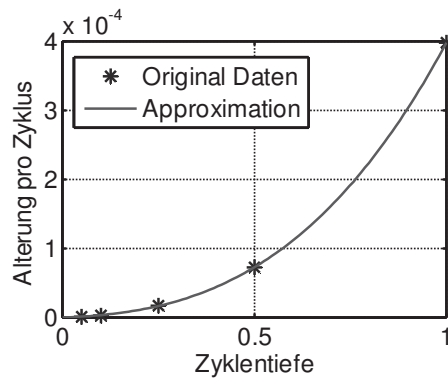


Abbildung 58: Alterung pro Belastungszyklus als Funktion der Zyklientiefe bei Nenn-temperatur.

Angenommen ein Elektrofahrzeug startet mit vollständig geladener Batterie eine Fahrt und fährt eine gewisse Strecke. Nach der Fahrt wird die Batterie wieder geladen bis sie voll ist. Stark vereinfacht durchläuft die Batterie einen tiefen Zyklus, einen Makrozyklus. Die Zyklientiefe hängt von der zurückgelegten Distanz und der Fahrweise ab. Bei genauerer Betrachtung des Ladezustandsverlaufs wird deutlich, dass die Entladevorgänge während der Fahrt immer wieder durch kurze Ladephasen unterbrochen werden. In den Bremsphasen wird ein Teil der Bremsenergie zurück gespeist, sie wird rekuperiert. Dadurch entstehen so genannte Mikrozyklen. Die Kurve des Ladezustandsverlaufs ist gewissermaßen eine Überlagerung oder Abfolge unterschiedlicher Zyklen. Soll die zyklusbedingte Alterung für einen Ladezustandsverlauf, welcher den realen Betrieb nachbildet, angegeben werden, so müssen Anzahl und Zyklientiefen der Mikro- und Makrozyklen bekannt sein. Die Eingangsgröße des Modells für die betriebsbedingte Alterung, die Zyklientiefe ΔSOC muss für beliebige Ladezustandsverläufe während der Simulation mit Hilfe eines Algorithmus berechnet werden. Dieser Algorithmus detektiert lokale Extrema im SOC -Verlauf und berechnet die Differenz zwischen zwei

aufeinander folgenden lokalen Extremwerten. Die so berechnete Zyklentiefe entspricht nur einem halben Zyklus, weshalb der nach Gleichung (28) berechnete Wert halbiert wird. Auf diese Weise ergibt sich ein unstetiger, monoton steigender Verlauf für die betriebsbedingte Alterung.

Zusammenfassung

Insbesondere für die Implementierung des Alterungsmodells mussten eine ganze Reihe von Annahmen getroffen werden. Die Aussagefähigkeit des Modells muss vor dem Hintergrund dieser Annahmen betrachtet werden. Das Batteriemodell basiert auf konzentrierten Elementen und berücksichtigt somit keine lokalen Effekte. Die wesentlichen nicht validierten Annahmen zur Erstellung eines Parametersatzes für das Alterungsmodell sind

- Superposition von kalendarischer und zyklischer Alterung,
- Verdoppelung der Alterung bei 15 K Temperaturanstieg und die Gültigkeit dieses Verhaltens für den relevanten Temperaturbereich,
- Verdoppelung der Alterung bei 40 % Ladezustandsanstieg und die Gültigkeit dieses Verhaltens für den relevanten Ladezustandsbereich,
- Zyklenalterung halbiert sich bei Belastung mit einem halben Zyklus und
- Stromstärke wirkt sich nur über die Joulesche Wärme auf die Alterung aus.

Die Kombination der in den obigen Abschnitten vorgestellten Modelle für die Batterie und deren Alterung ermöglicht Simulationen der zeitlichen Verläufe von Speicherenergie, Ladezustand, und Temperatur für den gesamten Arbeitsbereich der Batterie inklusive Alterung, das heißt Verringerung der speicherbaren Energiemenge. Somit liegt ein Werkzeug vor, mit welchem die Änderung des Alterungsverlaufes für unterschiedliche Batteriebelastungen simuliert werden kann.

5.5.2.3 Ergebnisse von Szenariensimulationen

Eine vergleichende simulative Untersuchung der Alterung von Traktionsbatterien in Plug-in-Fahrzeugen (xEV) hinsichtlich unterschiedlicher Belastungsszenarien wird in diesem Abschnitt vorgestellt und diskutiert. Hierzu werden die in den beiden vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Modelle für eine Lithium-Ionen-Zelle und deren Alterung kombiniert, zeitdiskret implementiert und anhand der Ergebnisse aus den Abschnitten 5.3 (Auslegung) und Abschnitt 5.5.1 für das Jahr 2020 parametrisiert. Eckdaten der Batterieeigenschaften sind in Tabelle 16 aufgeführt. Das Batteriegewicht lässt sich über den Energieinhalt und die spezifische Energie bestimmen. Mit Hilfe der Annahmen für den Gewichtsanteil der Systemkomponenten von 20 % sowie dem Gewicht der einzelnen Zelle von 1 kg kann die Anzahl der Zellen in der Batterie bestimmt werden.

Eigenschaft		Wert	Eigenschaft		Wert
Energieinhalt	[kWh]	21	Energiewirkungsgrad	[%]	96
Gewicht Batterie	[kg]	116	nutzbarer SOC-Bereich	[%]	10–90
Gewicht Zellen	[kg]	93	elektrische Antriebsleistung	[kW]	50
Gewicht Systemkomponenten	[kg]	23	elektrische Reichweite im NEFZ	[km]	120
spezifische Energie Batterie	[Wh / kg]	180	Kalendarische Lebensdauer	[Jahre]	12
spezifische Energie Zellen	[Wh / kg]	225	Zykluslebensdauer	[Vollzyklen]	2000

Tabelle 16: Eigenschaften der Traktionsbatterie des batterieelektrischen Modellfahrzeuges der BEV-Kompaktklasse in 2020.

Die Eingangssignale des Modells, die elektrische Sollleistung und die Umgebungstemperatur, werden mit Hilfe unterschiedlicher Kombinationen von Fahrprofilen, Ladestrategien und Netzdienstleistungen definiert. Die Simulationen werden mit einer Schrittweite von $h = 0,5$ s zeitdiskret über einen Zeitraum von 12 Jahren durchgeführt. Die Rechendauer für ein Szenario liegt bei Verwendung entsprechender Rechenleistung (2 Prozessoren, 2.66 GHz, 64 GB RAM) bei etwa 20 min.

Definition der Fahrprofile

Drei unterschiedliche Fahrprofile werden für die Szenarien verwendet. Eines basiert auf dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) und zwei weitere auf Daten, welche im Rahmen des Projektes vom Fachgebiet Kraftfahrzeuge des Instituts für Land- und Seeverkehr der Technischen Universität Berlin mit einem GPS-Datenlogger gemessen wurden (vgl. Abschnitt 5.2.2). In Abbildung 59 sind die Zeitverläufe der elektrischen Leistungen in kW für den NEFZ sowie die zwei „veLOG“-Zyklen dargestellt. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Skalierungen wird deutlich, dass der NEFZ die kleinsten Amplituden aufweist, der veLOG06_300411-Zyklus (veLOG06) hingegen die größten.

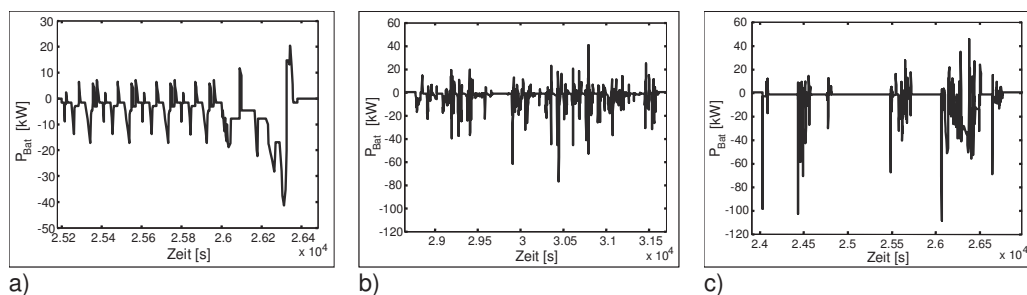


Abbildung 59: Zeitverläufe der elektrischen Leistungen für a) NEFZ, b) veLOG09_290111 und c) veLOG06_300411.

In Tabelle 17 sind einige Charakteristika der endgültigen Fahrprofile zusammengefasst. Die Minimalwerte der Charakteristika treten in zwei Zyklen auf. Die geringste mittlere Geschwindigkeit und Tagesstrecke werden im veLOG09_290111-basierten Profil (veLOG09) gefahren, am wenigsten Energie wird aber im NEFZ-basierten Zyklus verbraucht. Das veLOG06-basierte Profil stellt in allen dargestellten Charakteristika die Obergrenze dar.

Datenbasis	Mittlere Geschwindigkeit [km / h]	Tagesstrecke [km / d]	Jahreskilometer [km / a]	Energieverbrauch [kWh / 100 km]
NEFZ	33,6	32,8	11 972	16,65
veLOG09	17,6	18,3	6 672	19,38
veLOG06	36,5	39,9	14 560	21,50

Tabelle 17: Übersicht über einige Charakteristika der drei Fahrprofile für die Szenariosimulationen.

Definition der Ladestrategien und Netzdienste

In Abschnitt 6.1 werden unterschiedliche Ladestrategien für EVs definiert und deren Auswirkungen auf das Stromnetz respektive die Netzlast analysiert. Die Zeitpunkte des Ladebeginns und die Leistungen des Ladevorgangs, die in die hier simulierten Szenarien einfließen, basieren auf den in Abschnitt 6.1 genannten Ladestrategien. Die Ladedauern ergeben sich aus der Kombination einer Ladestrategie mit dem Energieverbrauch eines bestimmten Fahrprofils. In Tabelle 18 sind die oben genannten Rahmendaten für alle Kombinationen aus Ladestrategien und Fahrprofilen zusammengefasst. Szenario 1 wird aufgrund des frühen Nachladens die höchsten Werte für den durchschnittlichen Ladezustand des Batterie aufweisen und in Szenario 3 werden wegen der Netzurückspeisung im Zeitraum November bis Februar täglich von 17:00 Uhr bis 19:00 Uhr die größten Energiemengen umgesetzt. Die kursiven Ladedauern in Strategie 3 enthalten die zusätzliche Zeit, welche notwendig ist, um die in das Netz gespeiste Energiemenge wieder in die Batterie laden zu können.

Szenario	Lade- strategie	Datenbasis Fahrprofil	Ladebeginn	Ladedauer [h:m]		Ladean- schluss	Rück- speisung
1	1	NEFZ	5 min nach letzter Fahrt, spätestens 17:05 Uhr	1:44		3,3 kW	0,0 kW
2		veLOG09		1:07			
3		veLOG06		2:44			
4	2	NEFZ	0:00	1:44		3,3 kW	0,0 kW
5		veLOG09		1:07			
6		veLOG06		2:44			
7	3	NEFZ	0:00	0:34	1:42	9,9 kW	5,3 kW
8		veLOG09		0:22	1:37		5,9 kW
9		veLOG06		0:54	1:33		3,0 kW

Tabelle 18: Rahmendaten für die Kombinationen aus Ladestrategien und Fahrprofilen.

Die neun Szenarien, die in Tabelle 18 aufgeführt sind, werden um weitere Varianten ergänzt, die nicht in der Tabelle aufgeführt sind. Diese Varianten werden mit dem Index b versehen

(beispielsweise Strategie 2b) und bestehen darin, dass die Traktionsbatterie nur alle zwei Tage nachgeladen wird, sofern der Energieverbrauch des angewendeten Fahrprofils dies gestattet. Um den Einfluss der Netzdienstleistung identifizieren zu können, werden für die Szenarien mit Ladestrategie 3 weitere, mit c indizierte Szenarien (beispielsweise Szenario 7c), eingeführt. In diesen findet keine Netzurückspeisung statt.

Annahmen und Bedingungen der Simulationen

Für die Simulation der Temperatur einer Zelle in einer Fahrzeugbatterie in Abhängigkeit von Einbauort, Packaging und Umgebungstemperatur ist ein sehr komplexes Modell notwendig. Daher werden die Szenariensimulationen unter folgenden Annahme durchgeführt. Die Temperatur der Fahrzeugbatterie entspricht während Standzeiten der Umgebungstemperatur und im Betrieb beträgt sie konstant 35 °C. Das dynamische Verhalten, wie es in Abschnitt 5.3.3 beschrieben ist, wird hier vernachlässigt. Weiterhin wird mit diesen Annahmen einerseits das aufgrund von möglicher Lithium-Metall-Abscheidung sicherheitskritische Laden der Batterie bei Temperaturen unter Null Grad Celsius [Broussely et al., 2005] vermieden und andererseits ein für die Batteriealterung optimistisches Temperaturszenario generiert.

Die Umgebungstemperatur wird mit Hilfe eines Algorithmus für einen bestimmten Standort generiert. Die notwendigen Eingabewerte sind die gemittelten Tiefst- und Höchsttemperaturen sowie Wahrscheinlichkeiten für den Temperaturverlauf eines jeden Monats für diesen Ort. Das Skript erzeugt einen charakteristischen Tagesverlauf der Temperatur basierend auf den Minimal- und Maximalwerten und deren Auftretenswahrscheinlichkeit und skaliert diesen von null bis eins. Der Tagesgang, der für jeden Ort der Erde ähnlich ist, da er sich nach dem Sonnenstand orientiert, wird mit einem prinzipiellen Kurvenverlauf und der Methode der kleinsten Fehlerquadrate erstellt. Anschließend wird der Jahresverlauf der Temperatur berechnet. Die skalierten Tagesverläufe für jeden Monat dienen als Basis. Die Minimaltemperaturen und der Tageshub werden mit normalverteilten Zufallszahlen multipliziert, um einen stochastischen Temperaturverlauf zu erzeugen. Zusätzlich ist eine Glättung zwischen zwei Monaten implementiert, um Sprünge in der Verlaufskurve zu vermeiden. Für die unten folgenden Szenariensimulationen werden über die letzten zehn Jahre gemittelte Temperaturdaten des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Berlin verwendet. Abbildung 60 zeigt den verwendeten Temperaturverlauf.

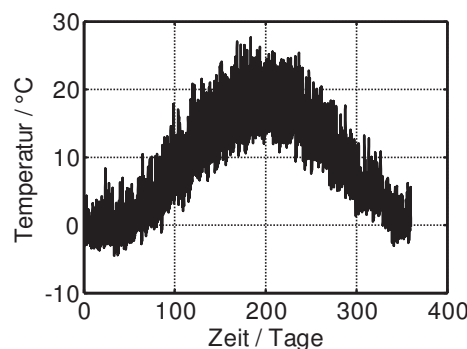


Abbildung 60: Jahresgang der Umgebungstemperatur generiert für den Standort Berlin

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Leistungen für die Fahrprofile, Ladeleistungen und Netzurückspeisungen entsprechen Leistungen für eine komplette Fahrzeugbatterie. Da das beschriebene Modell für eine Zelle parametrisiert ist, wird die Leistung auf die Leistung für eine Zelle herunterskaliert. Hier liegt die Annahme zu Grunde, dass alle Zellen ein identisches Verhalten haben und die Eingangsleistung einfach durch die Anzahl der in der Batterie verbauten Zellen dividiert werden kann.

Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse

Aufgrund der hohen Anschaffungskosten für die Batterien zur Speicherung der Energie für den Antrieb insbesondere von rein elektrisch angetriebenen Fahrzeugen besteht ein besonderes Interesse an Informationen sowohl über den aktuellen Zustand der Batterie als auch über dessen zukünftige Entwicklung. Oft wird mit Zustand die Speicher- und Leistungsfähigkeit bezeichnet. Hier bestimmt lediglich die Nennenergie der Zelle den aktuellen Zustand. Durch Alterungsmechanismen kann die Speicherkapazität der Zelle abnehmen. In den vorliegenden Simulationsergebnissen gibt der bereits definierte Gesundheitszustand (SOH) den zeitlichen Verlauf der Speicherkapazität respektive der speicherbaren Energiemenge an. Im Folgenden werden die Ergebnisse von einigen der oben definierten Szenarios vorgestellt und diskutiert.

Für das auf dem NEFZ basierende Fahrprofil mit dem geringsten Energieverbrauch pro Kilometer sind in Abbildung 61 die zeitlichen Verläufe des SOH für drei unterschiedliche Ladestrategien dargestellt.

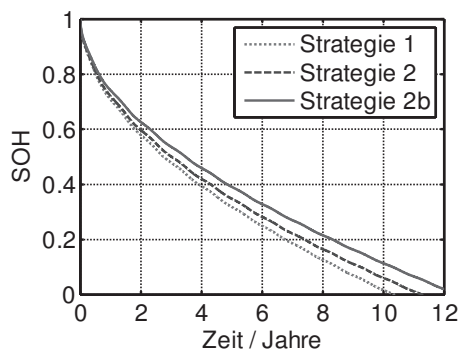


Abbildung 61: Alterungsverläufe für NEFZ-basiertes Fahrprofil in Kombination mit unterschiedlichen Ladestrategien (Szenarien 1, 4, 4b).

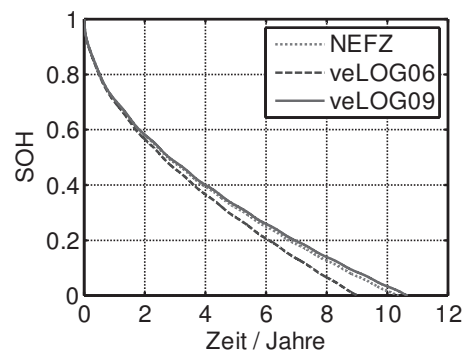


Abbildung 62: Alterungsverläufe für Ladestrategie 1 kombiniert mit unterschiedlichen Fahrprofilen (Szenarien 1, 2, 3).

Offensichtlich führt Ladestrategie 1 mit dem im Vergleich höchsten mittleren Ladezustand zur kürzesten Lebensdauer von etwas mehr als zehn Jahren. Im Vergleich zu Ladestrategie 2 wird die Batterie jeden Tag einige Stunden früher nachgeladen. Dies führt zur Verkürzung der Lebensdauer um knapp ein Jahr. Da die verbrauchte Energiemenge im verwendeten Fahrprofil gering ist, kann ohne Nachladen zwei Tage in Folge gefahren werden. Die Ab-

nahme der Speicherkapazität für dieses Szenario ist in der Legende mit Ladestrategie 2b bezeichnet und führt zu der längsten in dieser Abbildung dargestellten Lebensdauer von über 12 Jahren. In Strategie 1 verbringt die Batterie einen größeren Anteil ihrer Nutzungsdauer bei höheren Ladezuständen und somit bei höheren Spannungsniveaus als in den Ladestrategien 2 und 2b. Eben diese höhere Spannung führt im verwendeten Alterungsmodell zur schnelleren Alterung und somit zum geringeren Energieinhalt der Zelle.

Für eine Abschätzung des Einflusses der Fahrprofile auf das Alterungsverhalten werden in Abbildung 62 für Ladestrategie 1 der simulierte *SOH* über der Zeit in Jahren für alle drei verwendeten Fahrprofile dargestellt. Für die beiden Fahrprofile, welche auf dem NEFZ und auf dem veLOG09 basieren, werden Batterielebensdauern von 10,35 und 10,65 Jahren erreicht. Das dritte in dieser Darstellung gezeigte Szenario hingegen führt zu einem Lebensende der Batterie nach neun Jahren. Als Ursache für diesen deutlichen Unterschied kommen drei Ursachen in Frage – die drei Eingangsgrößen für das Alterungsmodell – die Zyklientiefe, der Ladezustand und die Temperatur. Im veLOG06-basierten Fahrprofil wird am meisten Energie verbraucht. Daher rühren auch die längsten Ladedauern in Tabelle 18 für die Szenarien, welche dieses Profil verwenden. Im Vergleich mit den beiden anderen Fahrprofilen (Szenarien 1 und 2) wird in Szenario 3 mindestens für den Ladevorgang die größte Zyklientiefe erreicht. Bereits nach dem ersten simulierten Tag (1.1.2020) ist die Zyklenalterung in Szenario 3 in etwa doppelt so groß, wie in den beiden anderen Szenarien. Aufgrund der großen Standzeiten einerseits und der im vorliegenden Alterungsmodell verwendeten Methode andererseits, stellt die kalendarische Alterung gegenüber der Zyklenalterung den dominanten Einfluss auf die Lebensdauer der Fahrzeugbatterie dar. In Szenario 3 hat die kalendarische Alterung nach einem Tag einen Anteil von 99,96 %. Dieser Anteil an der gesamten Alterung ist qualitativ beispielhaft für alle Szenarien. Tabelle 19 zeigt für die drei Szenarien die über den ersten Simulationstag gemittelten Ladezustände und Temperaturen. Der Einfluss des Ladezustandes respektive der Spannung auf die kalendarische Alterung ist im Fall von Szenario 3 also am günstigsten für die Lebensdauer und kann somit nicht die Ursache für die im Vergleich schnellere Alterung sein. Allerdings ist die mittlere Temperatur von Szenario 3 höher als bei den Szenarien 1 und 2. Ursache für den höheren Mittelwert sind die längeren Fahrzeiten, bei welchen die Temperatur deutlich über der Umgebungstemperatur liegt. Die zweite Ursache für die kürzere Lebensdauer der Batterie in Szenario 3 ist die vergleichsweise höhere Zelltemperatur aufgrund ihres exponentiellen Einflusses auf die Alterung.

Szenario	Mittlerer Ladezustand	Mittlere Temperatur [°C]
1	0,850	2,76
2	0,846	2,70
3	0,800	4,84

Tabelle 19: Über den ersten Simulationstag (1.1.2020) gemittelte Ladezustände und Temperaturen der Zelle für die Szenarien 1–3.

Ein Vergleich von den Simulationsergebnissen der Szenarien 7 und 7c wird für die Untersuchung des Einflusses der Rückspeisung von Energie in das Stromnetz auf die Batteriealterung verwendet. In Tabelle 20 sind einige Rahmendaten der Simulationen zusammengefasst und Abbildung 63 zeigt einen Vergleich der *SOH*-Verläufe für beide Ladestrategien über der

Zeit in Jahren. Die Lebensdauer der Batterie wird aufgrund der längeren Betriebszeiten und häufigeren Zyklierung um gute drei Jahre verkürzt. Die gefahrene Strecke reduziert sich um 36 Tkm. Allerdings steigt die insgesamt in der verkürzten Lebenszeit umgesetzte Energie⁸ um über 60 % auf 73 MWh an. Der Verbrauch im NEFZ-basierten Profil liegt bei 16,65 kWh pro 100 km. In Szenario 7 entfallen 35,7 MWh, also knapp die Hälfte des Energieumsatzes auf die Fahrten und das Nachladen der verfahrenen Energie. Im Rahmen der Netzdienstleistung werden über die knapp 9 Jahre in den Wintermonaten von 17:00 Uhr bis 19:00 Uhr rund 18,27 MWh elektrische Energie zur Entlastung des Netzes eingespeist und etwa 19 MWh müssen zum Ausgleich des Ladezustandes der Fahrzeugbatterie zusätzlich eingekauft werden.

	NEFZ-basiertes Fahrprofil	
Strategie	3	3c
Lebensdauer [Jahre]	8,7	11,8
Strecke [Tkm]	105	141
Energieumsatz [MWh]	73	45

Tabelle 20: Vergleich von Lebensdauer, Fahrstrecke und Energieumsatz für Ladestrategie 3 und 3c, mit und ohne NetZRückspeisung.

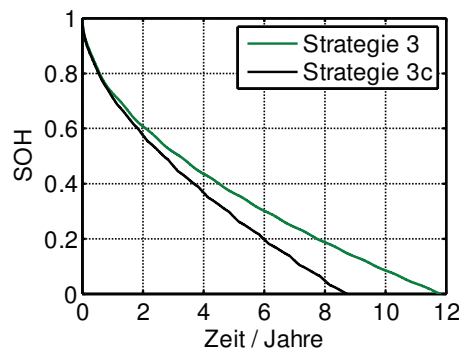


Abbildung 63: Vergleich der Alterung für NEFZ-basiertes Fahrprofil und Ladestrategie 3 und 3c, mit und ohne NetZRückspeisung.

⁸ Zum Energieumsatz zählt sowohl die entnommene als auch die eingespeicherte Energie, d. h. der Energieumsatz ist die Summe der Absolutbeträge aller Energieflüsse.

5.5.3 Zusammenfassung und Ausblick

In den beiden Abschnitten 5.5.1 und 5.5.2 werden eine aggregierte Roadmap über die zukünftige Entwicklung der Eigenschaften und Kosten von Lithium-Ionen-Batterien vorgestellt, ein Batteriemodell mit Berücksichtigung von Alterungseffekten beschrieben und die Simulationsergebnisse für Szenariosimulationen für unterschiedliche Ladestrategien und Rückspeisung von Energie in das Stromnetz diskutiert.

Auf einige wesentliche Aussagen reduziert können die Ergebnisse in den folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Die zukünftige Batterieentwicklung führt zu höheren spezifischen Energien und längeren Lebensdauern. Von 2010 bis 2020 sinken die mittleren Kosten um rund 60 %.
- Die Lebensdauer einer Batterie verlängert sich durch Verschiebung des Ladebeginns vom Anfang der Standzeit auf einen späteren Zeitpunkt. In den gezeigten Szenarien erfolgt die Verschiebung vom Abend (einer Hochlastzeit in den Wintermonaten) in die Nacht (einer Schwachlastzeit).
- Bedarfsorientiertes Nachladen führt zu längerer Lebensdauer der Fahrzeugbatterie. Ähnlich, wie beim konventionellen Fahrzeug kann nachgeladen werden, wenn im Fahrzeug nicht genügend Energie für die nächste Fahrt im Fahrzeug zur Verfügung steht.
- Die abgeschätzte Lebensdauer der modellierten Hochvolt-Traktionsbatterie liegt zwischen 8,5 und 13 Jahren.
- Netzdienstleistungen von Batterien reduzieren aufgrund der zusätzlichen Belastungen die Lebensdauer und führen zu höheren spezifischen Kosten.

Wie oben bereits erwähnt, werden die Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung der in der Modellierung verwendeten Annahmen ermittelt und sind daher vergleichend und nicht absolut zu verstehen.

Für zukünftige Untersuchungen bieten sich vielfältige Themenbereiche an. Im Hinblick auf die hier behandelten Themen ergeben sich neben anderen die folgenden Themen. Die Alterung von Batterien könnte unter Bedingungen getestet werden, welche vehicle-to-grid oder battery-to-grid Anwendungen simulieren. Die Testergebnisse könnten für den Entwurf oder die Validierung von Alterungsmodellen verwendet werden. Betreiberkonzepte für dezentrale Netzdienstleistungen müssen vor technischem und ökonomischem Hintergrund entwickelt und analysiert werden.

6 Chancen und Risiken der Netzintegration von Elektrofahrzeugen auf verschiedenen Spannungsebenen

6.1 Erwarteter Energiebedarf von Elektrofahrzeugen, Ladestrategien, potenzielle Integration von Windenergie

In diesem Abschnitt wird hergeleitet, wie viel elektrische Energie das Stromversorgungsnetz für die Elektrofahrzeuge bereitstellen muss und wie viel davon aus Windenergie erzeugt werden kann. Die hier zeitabhängig berechnete Windstromerzeugung und Netzlast werden außerdem als Input im Übertragungsnetzmodell benötigt.

6.1.1 Modellbildung

Das Modell geht von folgenden Grundsätzen aus:

- Zu jedem Zeitpunkt muss die Leistungsbilanz im deutschen Stromversorgungsnetz ausgeglichen sein, d. h. es muss genau so viel elektrische Leistung erzeugt werden wie verbraucht wird.
- Da sowohl der Stromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeitabhängig sind und zudem die xEV nur zeitweise ans Netz angeschlossen sind, ist eine zeitabhängige Modellierung der Stromerzeugung, des allgemeinen Stromverbrauchs und des Stromverbrauchs der xEV erforderlich.

Weiter werden folgende Annahmen getroffen:

- In diesem Abschnitt (6.1) wird ein hinreichend ausgebautes Stromversorgungsnetz angenommen, das heißt, es werden keine Netzengpässe betrachtet, sondern nur die Leistungsbilanz im deutschen Stromversorgungsnetz. Engpässe im Netz werden in Abschnitt 6.2 untersucht.
- Die gesetzlich vorgeschriebene Priorität der erneuerbaren Energien fordert, dass zu jedem Zeitpunkt soweit technisch möglich die gesamte verfügbare Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) ins Netz eingespeist werden. Zur Gewährleistung der Netzstabilität ist aber eine Mindestleistung konventioneller Kraftwerke erforderlich; die dena-Netzstudie I schätzt bei einer installierten Windanlagenleistung von 48 GW den Bedarf an konventioneller Mindestleistung auf 20 bis 30 GW [dena, 2005]. Übersteigt die Summe aus konventioneller Mindestleistung und Einspeisung aus WEA und PVA den Verbrauch, müssen WEA und/oder PVA gedrosselt werden oder die überschüssige Leistung muss gespeichert werden. Eine solche Speicherung ist zumindest teilweise in den Elektrofahrzeugen möglich, begrenzt durch verfügbare Akkukapazität und Netzanschlussleistung.
- Zu jedem Zeitpunkt kann nur so viel Strom aus erneuerbaren Energien für das Laden von Elektrofahrzeugen (xEV) verwendet werden, wie über den sonstigen Verbrauch (d. h. Verbrauch ohne xEV) hinaus zur Verfügung steht. Ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien plus der Erzeugung aus netzstabilisierenden konventionellen

Kraftwerken geringer als der sonstige Verbrauch, muss der hinzukommende Ladebedarf der xEV aus konventionellen Energien erzeugt werden.

- Es wird angenommen, dass die xEV hauptsächlich in der eigenen Garage bzw. am Wohnungsparkplatz ans Netz angeschlossen werden und nur in Ausnahmefällen an öffentlichen Ladestationen oder am Arbeitsplatz, da – wie im vorigen Kapitel gezeigt – für die meisten Tagesfahrstrecken eine Ladung pro Tag ausreicht und das Anschließen des Fahrzeugs ans Netz für den Nutzer einen zusätzlichen Aufwand bedeutet, der vermieden wird, wenn er nicht erforderlich ist. Beispielsweise wurde im Flottenversuch Mini-E Berlin festgestellt: »Die Kunden nutzen überwiegend ihre private Lademöglichkeit« [Weber, 2010] und »Wer über eine Ladestation zu Hause oder am Arbeitsplatz verfügt, benötigt zum Laden zwischendurch keine zusätzlichen Stationen im öffentlichen Raum. Die Technologie an den öffentlichen Ladestationen ist anfälliger und kostspieliger.« [Vattenfall Europe AG, 2012]
- Hinsichtlich der Nutzung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien (EE) werden nur die Nachtstunden modelliert, da der Stromverbrauch nachts geringer ist als am Tag und daher nachts häufiger Überschüsse von EE-Strom auftreten. Zudem sind, wie in Abschnitt 5.2.1 gezeigt, viele xEV tagsüber unterwegs und kehren erst abends zum Wohnungsparkplatz zurück, so dass sich auch das Laden der xEV auf die Nachtstunden konzentriert. Damit entfällt eine Modellierung der Photovoltaik.

Hinsichtlich der zeitlichen Auflösung genügt die Betrachtung stündlicher Mittelwerte von Netzlast und Windstromerzeugung, denn durch die Summierung über ganz Deutschland werden kurzzeitige Schwankungen ausgeglichen. Bei Betrachtung der viertelstündlichen Werte von Netzlast und Windstromerzeugung ist kein anderer Trend zu erkennen als bei Betrachtung der stündlichen Mittelwerte. Außerdem wird auch an der Strombörse die Stromerzeugung jeweils für ganze Stunden gehandelt. (Kurzzeitigere Schwankungen von Stromerzeugung und -verbrauch werden durch Regelleistung ausgeglichen.)

6.1.1.1 Ermittlung von Zeitreihen des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Ausgehend von der Annahme, dass die zeitlichen Charakteristiken von Stromverbrauch und Windgeschwindigkeiten in den Jahren 2020 und 2030 ähnlich sind wie in den vergangenen Jahren, müssten die in den vergangenen Jahren gemessenen Zeitreihen von Stromverbrauch und Einspeisung von Windstrom auf den im Modellszenario⁹ für 2020 und 2030 erwarteten Stromverbrauch und die installierten WEA-Leistungen extrapoliert werden. Zeitreihen für die onshore Windstromerzeugung und die „vertikale Netzlast“ stehen auf den Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung [50Hertz Transmission, 2011a, 2011d; amprion, 2011b, 2011c; TenneT, 2011b, 2011c; TransnetBW, 2012a, 2012b], aber für die Jahre 2007 bis 2010 weder für die offshore Windstromerzeugung noch für die Photovoltaik-Einspeisung. Die offshore Windparks waren noch in der Inbetriebnahme, die Protokollierung der Photovoltaik-Einspeisung beginnt erst in 2010 und erfasst auch in 2011 die Erzeugung noch nicht vollständig.

⁹ Das Modellszenario orientiert sich, wie in Kapitel 7 beschrieben, am Energiekonzept der Bundesregierung [BMW & BMU, 2010], erweitert um den in 2011 beschlossenen Kernenergie-Ausstieg.

Eine Näherung für die **Zeitreihe des Stromverbrauchs** wird aus der „vertikalen Netzlast“ abgeleitet. Die „vertikale Netzlast“ umfasst nur den residualen Strombedarf, der nicht durch die Stromeinspeisungen in die unteren Netzebenen gedeckt ist. (Wind und Photovoltaik (PV) speisen derzeit fast ausschließlich in die unteren Netzebenen ein.) Addiert man zu dieser Zeitreihe die der Windstromeinspeisung, so erhält man eine Zeitreihe, die von der Uhrzeit, dem Wochentag (differenziert in Werktag und Wochenende/Feiertag) und der Jahreszeit (Winter, Frühjahr, Sommer, Herbst) abhängt, für ein festes Paar Wochentag / Jahreszeit aber über alle in diese Kategorie fallenden Tage in den 4 Jahren 2007 bis 2010 einen relativ gleichbleibenden Zeitverlauf zeigt (Abbildung 64). Diese Zeitreihe ist zwar nicht mehr von der Windstromerzeugung beeinflusst, wohl aber von der PV-Stromerzeugung. Die installierte PV-Leistung ist von 4,2 GW am Jahresende 2007 auf 17,3 GW am Jahresende 2010 gestiegen [Böhme & Dürrschmidt, 2011], was eine Ursache für den größeren Abstand zwischen Mittelwert und Minimum von 10 Uhr bis 16 Uhr (Sommerzeit) sein könnte. Da aber in den Nachtstunden kein Strom aus Photovoltaik eingespeist wird, ist diese Zeitreihe in den Nachtstunden eine gute Näherung für den Stromverbrauch.

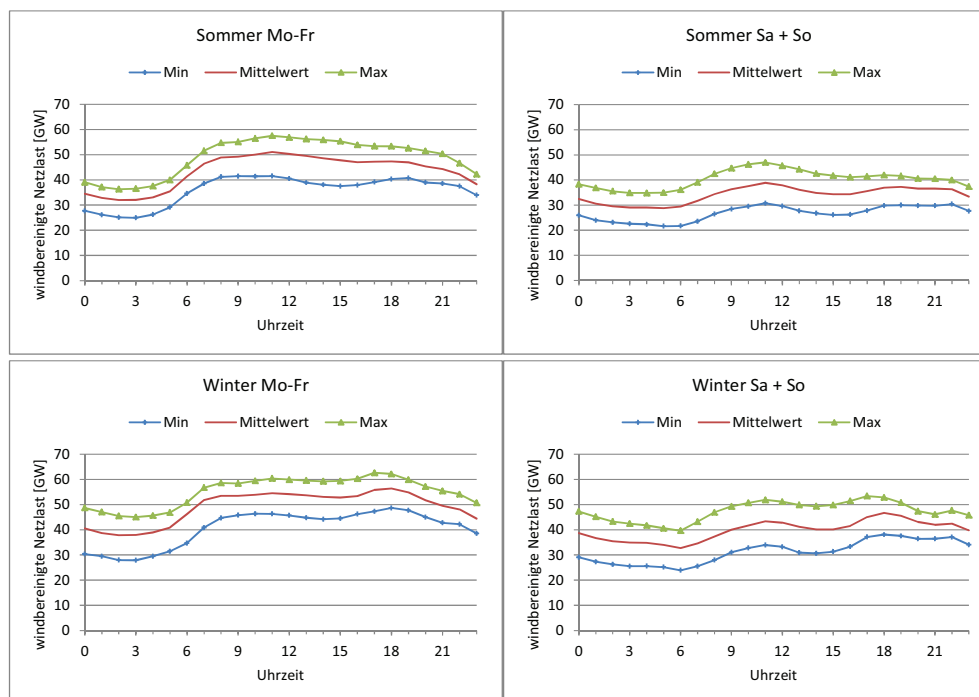


Abbildung 64: Mittelwert und Schwankungsbereich der Zeitreihen der windstrom-bereinigten Netzlast in den Sommer-/Wintermonaten der Jahre 2007 bis 2010

Die **Zeitreihe der onshore Windstromerzeugung** steht auf den bereits zitierten Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung.

Die **Zeitreihe der offshore Windstromerzeugung** wird aus Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten abgeleitet, die auf den offshore Messplattformen FINO 1 bis 3 [FINO 1, 2012; FINO 2, 2012; FINO 3, 2012] in 90 m Höhe (Nabenhöhe typischer offshore WEA) gemessen wur-

den. Die Windgeschwindigkeiten wurden aus der FINO-Datenbank [BSH, 2011] entnommen und über die Leistungskennlinie der WEA in die Zeitreihe der erzeugten elektrischen Leistung umgerechnet.

Sowohl für die onshore als auch für die offshore Windstromerzeugung und die Netzlast werden die Zeitreihen des Jahres 2007 als repräsentativ für ein „gutes Windjahr“ (überdurchschnittliche Windstromerzeugung durch überdurchschnittlich hohe Windgeschwindigkeiten) und des Jahres 2010 als repräsentativ für ein „schwaches Windjahr“ gewählt. Durch die Verwendung zeitgleicher Messwerte werden die Korrelationen zwischen onshore und offshore Wind und Netzlast berücksichtigt.

Nach Veröffentlichung der dena-Netzstudie II [dena, 2010] (kurz „dena II“) zeigte sich, dass das hier (in NET-ELAN) angewendete Vorgehen prinzipiell ähnlich ist wie in dena II. Das Vorgehen in dena II ist allerdings in mehrerer Hinsicht detaillierter:

dena II verwendet für die verschiedenen Windparks örtlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten aus dem Modell des Deutschen Wetterdienstes (im Raster $0,0625^\circ \times 0,0625^\circ$ entsprechend etwa $6,9 \text{ km} \times 4,1 \text{ km}$), die allerdings nur in stündlichen Abständen vorliegen und in dena II mit den Messdaten der FINO 1 Messplattform [FINO 1, 2012] auf eine Auflösung von 15 Minuten aufgefüllt werden. – Hier wird der Wind in 2007 nur durch den Messpunkt FINO 1 repräsentiert und in 2010 durch die Messpunkte FINO 1, FINO 2 und FINO 3. (Von den Messplattformen FINO 2 und FINO 3 stehen für das Jahr 2007 noch keine Messwerte zur Verfügung.)

dena II berücksichtigt die gegenseitige Abschattung der WEA (Windparkeffekt) in Abhängigkeit von der Windrichtung. – Hier wird eine pauschale Abschattung von 5 % angesetzt.

dena II berücksichtigt, dass bei höheren Windgeschwindigkeiten sowohl die Ausfallrate der WEA ansteigt als auch die Zugänglichkeit abnimmt und damit die Reparaturdauer ansteigt. – In NET-ELAN wird eine konstante Verfügbarkeit von 95 % angenommen (geschätzt aus den Verfügbarkeitsdaten in [IWES, 2010]), die aber gut mit der in dena II ermittelten mittleren Verfügbarkeit von 95,5 % in der Nordsee und 96,2 % in der Ostsee übereinstimmt.

dena II verwendet für einen ganzen Windpark eine geglättete Leistungskennlinie mit einer graduellen Leistungsreduzierung oberhalb einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s . – Hier wird für den ganzen Windpark die Kennlinie einer einzelnen WEA (gemittelt aus M5000 [AREVA Wind GmbH, 2010] und RE 5M [REpower Systems, 2011]) verwendet mit vollständiger Abschaltung oberhalb einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s (Abbildung 65). Der Abschaltgrenzwert 25 m/s bezieht sich dabei auf den 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit, für den 1-Sekunden-Mittelwert liegt die Abschaltgrenze üblicherweise bei 30 m/s . Die Abschaltgrenze wird jedoch in unserer Simulation im Windjahr 2007 bei FINO 1 nur in 0,19 % der verfügbaren 10-Minuten-Mittelwerte überschritten, im Windjahr 2010 in 0,08 %. Die Form der Leistungskennlinie oberhalb 25 m/s beeinflusst daher unsere Zeitreihen praktisch nicht.

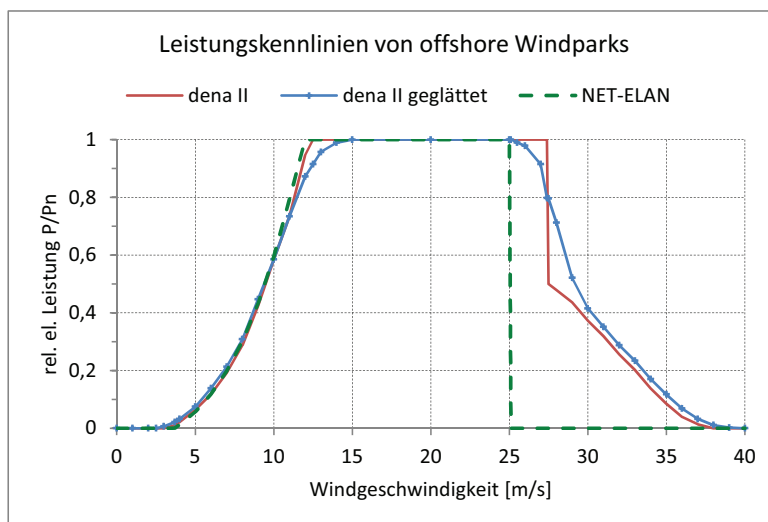


Abbildung 65: Leistungskennlinien von offshore Windparks in der dena-Netzstudie II und im NET-ELAN-Projekt

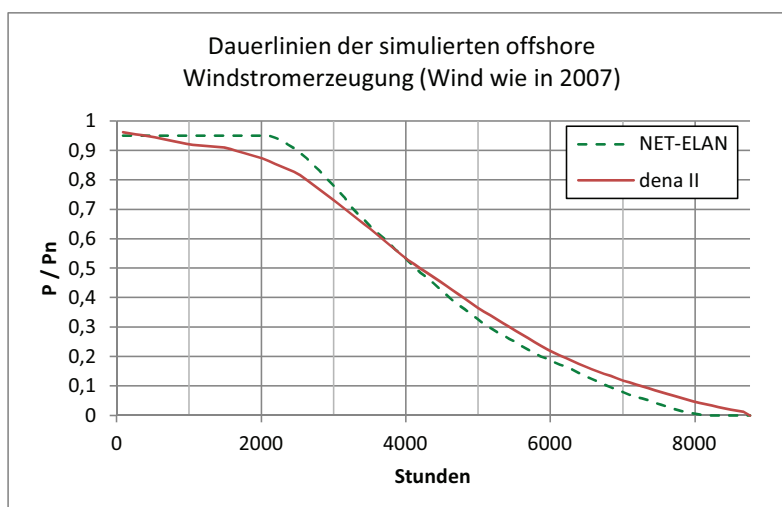


Abbildung 66: Dauerlinien der simulierten offshore Windstromerzeugung in der dena-Netzstudie II (Nordsee) und im NET-ELAN-Projekt (FINO 1)

Trotz der gegenüber dena II vereinfachten Vorgehensweise im NET-ELAN-Projekt stimmen die Jahresdauerlinien der simulierten offshore Windstromerzeugung gut überein (Abbildung 66), so dass die NET-ELAN offshore Windstrom-Zeitreihen angesichts anderer weit größerer Modellunsicherheiten als hinreichend aussagekräftig anzusehen sind.

Extrapolation der Zeitreihen auf die Szenario-Jahre 2020 und 2030

Die Zeitreihe des Stromverbrauchs wird proportional zur Jahresstromverbrauch skaliert, der laut Energiekonzept der Bundesregierung [BMU & BMWI, 2011] zukünftig sinken soll. Die Zeitreihe der onshore Windstromerzeugung wird proportional zur onshore installierten Windenergieanlagen (WEA)-Leistung skaliert. Die Zeitreihe der offshore Windstromerzeugung wird aus den Windgeschwindigkeiten über die offshore installierte WEA-Leistung hochgerechnet. Die im NET-ELAN-Referenzszenario berechneten installierten WEA-Leistungen (Abschnitt 7.4) sind in Tabelle 21 aufgelistet. Die offshore installierte WEA-Leistung entspricht ungefähr der Leistung der derzeit in Planung befindlichen Projekte. Die im NET-ELAN-Szenario angenommene gesamte installierte WEA-Leistung ist ungefähr so hoch wie in der dena-Netzstudie II, jedoch ist im NET-ELAN-Szenario der Anteil onshore etwas höher und offshore etwas geringer als in der dena-Netzstudie II.

	Istwerte		Szenario NET-ELAN		Szenario dena II	
	2007	2010	2020	2030	2020	2025
Jahresstromverbrauch	100 %	100 %	88 %	86 %	93 %	
installierte Leistung onshore WEA [GW]	21,3	26,8	39,0	45,4	34,1	37,0
installierte Leistung offshore WEA [GW]	0	0,15	6,0	18,0	14	22
... davon Nordsee gesamt [GW]		0,15	5,2	15,3	12	19,5
... davon Nordsee im Gebiet FINO 1		0,15	5,0	15,0		
... davon Nordsee im Gebiet FINO 3			0,2	0,3		
... davon Ostsee im Gebiet FINO 2			0,8	2,7	2	2,5

WEA = Windenergieanlage(n)

dena II = dena-Netzstudie II [dena, 2010]

Tabelle 21: Jahresstromverbrauch und installierte Leistungen von Windenergieanlagen in den Szenarien und in der dena-Netzstudie II

6.1.1.2 Ladeleistung und Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge

Die Netzbelastung durch *ein* Elektrofahrzeug (xEV) ist charakterisiert durch die beim Laden bezogene (oder zur Netzstützung zurückgespeiste) elektrische Leistung.

Die Netzbelastung durch das *Kollektiv aller* xEV (Ladelast) ist die (Summe der elektrischen Leistung aller gleichzeitig ladenden xEV) = (Ladeleistung eines xEV) x (Anteil gleichzeitig ladender xEV) x (Gesamtbestand der xEV). Der Anteil gleichzeitig ladender xEV hängt von der Ladestrategie ab, der Gesamtbestand ergibt sich aus dem Bestandsmodell (Abschnitt 7.3.1). Die Dauer der Ladung ergibt sich aus (Tagesfahrstrecke) x (spezifischer Verbrauch) / (Ladeleistung). Für die Tagesfahrstrecken wird die Verteilung aus der Fahrzeug-Stichprobe der MiD 2008 [infas & DLR, 2009] angenommen.

Ladeleistung

Die aus dem Netz bezogene elektrische Leistung ist zum einen durch die Leistung des Ladeanschlusses begrenzt, zum anderen durch die Leistung, die die Batterie maximal aufnehmen kann. Bei den heute üblichen Anschlussleistungen für Wohnungen ist ein Ladeanschluss am Wohnungsparkplatz von einphasig oder dreiphasig 230 V 16 A fast überall möglich (ggf. muss ein neues Kabel von der Elektro-Verteilung der Wohnung zum Ladeanschluss verlegt werden), höhere Leistungen (maximal dreiphasig 25 A) sind nicht immer möglich und bedürfen meist der Genehmigung des Verteilnetzbetreibers. Die Batterie eines xEV ist auf die Motorleistung ausgelegt, so dass die maximal zulässige Ladeleistung in der Regel höher ist als die elektrische Leistung des Netzanschlusses am Wohnungsparkplatz. Lediglich an speziellen Schnellladestationen kann die maximal mögliche Ladeleistung der Batterie erreicht werden.

Ein Ladegerät entnimmt prinzipiell einen nicht sinusförmigen Strom aus dem Netz. Zwar darf der zulässige Anteil der Oberwellen nach DIN EN 61000-3-2 (VDE 0838-2) nicht überschritten werden, aus technischen Gründen kann dennoch kein Leistungsfaktor 1 erreicht werden. Hier wird ein Leistungsfaktor von 0,9 angenommen (bei verschiedenen derzeit marktgängigen Industrieladegeräten liegt der Leistungsfaktor in dieser Größenordnung), daraus folgt, dass über den Netzanschluss eine Wirkleistung von 3,3 kW (einphasig) oder 9,9 kW (dreiphasig) bezogen werden kann. Wir gehen davon aus, dass im Jahr 2020 die überwiegende Zahl der Ladeanschlüsse eine Leistung von 3,3 kW hat, im Jahr 2030 werden Ladeanschlüsse mit 9,9 kW modelliert.

Tagesfahrstrecken

Der tägliche Energiebedarf E_{Bestand} aller Elektrofahrzeuge im Bestand ist die Summe der Produkte Tagesfahrstrecke TFS_i des Fahrzeugs i mal spezifischer Energieverbrauch $E_{\text{spez},i}$ des Fahrzeugs i über alle Fahrzeuge. Unter der Annahme, dass die Verteilung der TFS bei allen EV-Typen gleich ist, ist der Energiebedarf gleich der mittleren \overline{TFS} mal Anzahl Fahrzeuge n_{xEV} mal mittlerem Verbrauch $\overline{E_{\text{xEV}}}$ (Gleichung (30)):

$$\begin{aligned} E_{\text{Bestand, pro Tag}} &= \sum_{i=1}^n TFS_i \cdot E_{\text{spez},i} \\ &= \overline{TFS} \cdot (n_{\text{BEV}} \cdot \overline{E_{\text{BEV}}} + n_{\text{REEV}} \cdot \overline{E_{\text{REEV}}} + n_{\text{PHEV}} \cdot \overline{E_{\text{PHEV}}}) \end{aligned} \quad (30)$$

Die Verteilung der TFS wird aus der Datenbank „Mobilität in Deutschland 2008“ (MiD 2008) [infas & DLR, 2009] entnommen. In der Datenbank MiD 2008 ist entweder eine TFS größer als Null eingetragen, oder „unplausibler Wert“, oder der Wert für „keine Angabe“. „Keine Angabe“ kann sowohl bedeuten, dass das Fahrzeug am Stichtag nicht genutzt wurde, als auch, dass die Befragten über die Nutzung des Fahrzeugs keine Angabe gemacht haben. Der Anteil der tatsächlich nicht genutzten Fahrzeuge ist unbekannt. Je größer der Anteil der nicht genutzten Fahrzeuge am Gesamtbestand ist (bei gleicher Verteilung der TFS der genutzten Fahrzeuge), umso geringer ist der gesamte Energiebedarf.

Die Obergrenze bildet die Annahme, dass alle Fahrzeuge genutzt wurden, d. h. dass der Mittelwert der TFS nur über diejenigen Fahrzeuge zu bilden ist, für die in der Datenbank eine TFS > 0 eingetragen ist. Es ergibt sich für Werkstage (Mo.-Fr.) eine mittlere TFS von 46,5 km und für Wochenenden (Sa.-So.) von 52,0 km. Diese Werte liegen über den aus anderen Veröffentlichungen bekannten. So gibt z. B. die KiD 2002 [Wermuth et al., 2003] für privat genutzte PKW privater Halter für Mo.-Fr. eine mittlere TFS von 37,7 km an, für Sa.-So. von 28,9 km. Laut ViZ 2010 [Radke, 2011a] ist die mittlere Fahrstrecke aller PKW von 2002 bis 2008 um 8,2 % gestiegen. Nimmt man die gleiche Steigerung für die TFS privat genutzter PKW privater Halter an, so ist die mittlere TFS aus KiD 2002 zu erhöhen für Mo.-Fr. auf 40,8 km, für Sa.-So. auf 31,3 km. Die Annahme, dass alle Fahrzeuge in der MiD-2008-Datenbank genutzt wurden, überschätzt also die mittlere TFS und damit den Energieverbrauch des Fahrzeugbestands für Mo.-Fr. um den Faktor $46,5 / 40,8 = 1,14$ und für Sa.-So. um $52,0 / 31,3 = 1,66$.

Der Faktor 1,14 liegt im Rahmen anderer Datenungenauigkeiten und wird im Folgenden vernachlässigt, d. h. dass in der Verteilung der Tagesfahrstrecken für Werkstage keine ungenutzten Fahrzeuge berücksichtigt werden. Diese Vorgehensweise ist konservativ, weil sie die Belastung des Netzes durch das Laden der Fahrzeuge überschätzt. Der Korrekturfaktor für Sonntage ist in den Abbildungen und Ergebnissen in diesem Abschnitt (6.1) eingerechnet, die Werte für Sa.-So. gehen aber nicht in die weiteren Untersuchungen ein.

Fahrzeugbestand und spezifischer Energieverbrauch in den Szenarien

Der Bestand an Elektrofahrzeugen in den Szenario-Jahren 2020 und 2030 wurde im Bestandsmodell (Abschnitt 7.3.1) ermittelt, der Energieverbrauch der verschiedenen Fahrzeugtypen pro Fahrstrecke wurde im Fahrzeugmodell (Abschnitt 5.4.1) ermittelt und über Gewichtung mit den Anteilen der Fahrzeuggrößen der mittlere Verbrauch eines Fahrzeugtyps berechnet. Um einen realitätsnahen Energiebedarf zu modellieren, wird hier der Verbrauch nach dem Artemis-Zyklus einschließlich Nebenverbrauchern angesetzt. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 22 aufgelistet. Die Verluste im Ladegerät und in der Batterie sind im Fahrzeugmodell berücksichtigt, d. h. der Verbrauch pro Fahrstrecke bezieht sich auf die aus dem Netz zu beziehende Energie.

	BEV	REEV	PHEV
Gesamtbestand 2020	1 Mio.		
Gesamtbestand 2030	6 Mio.		
Anteile am Bestand	46,7 %	36,7 %	16,7 %
spezifischer Verbrauch 2020 [kWh / 100 km]	17,54	18,01	19,95
spezifischer Verbrauch 2030 [kWh / 100 km]	15,71	16,12	17,68

BEV: Batterieelektrisches Fahrzeug,

REEV: Batterie-Elektrofahrzeug mit Range Extender,

PHEV: Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeug

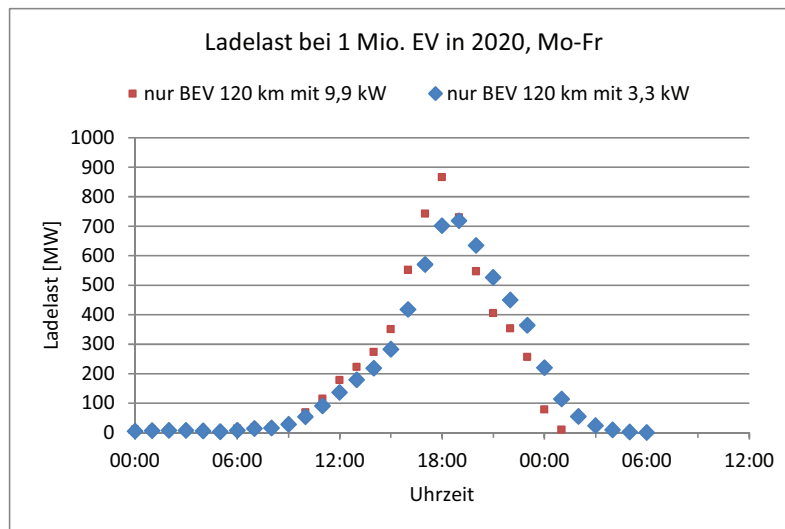
Die angegebenen Verbräuche gelten für den rein elektrisch gefahrenen Streckenanteil

Tabelle 22: Bestand an Elektrofahrzeugen und mittlerer Verbrauch für die Netzlast-Rechnungen

6.1.2 Ladestrategien und resultierende Verläufe der Netzlast

6.1.2.1 Ladestrategie 1: Ungesteuertes Laden ab Rückkehr zum Wohnungsparkplatz

Für diese Ladestrategie wird angenommen, dass die xEV ausschließlich in der eigenen Garage bzw. am Wohnungsparkplatz ans Netz angeschlossen werden, und zwar erst nach Rückkehr von der letzten Fahrt des Tages. Aus MiD 2008 [infas & DLR, 2009] werden für jeden privaten PKW Tagesfahrstrecke und Zeitpunkt der Rückkehr von der letzten Fahrt abgefragt. Der Ladebeginn wird auf den Zeitpunkt der Rückkehr von der letzten Fahrt gesetzt, die Ladedauer wird aus der Tagesfahrstrecke, dem Verbrauch aus Tabelle 22 und der Ladeleistung 3,3 kW bzw. 9,9 kW berechnet. Rechnet man diese auf einen Bestand von 1 Mio. rein batterieelektrischen Fahrzeugen hoch, so ergibt sich eine Ladelast nach Abbildung 67.



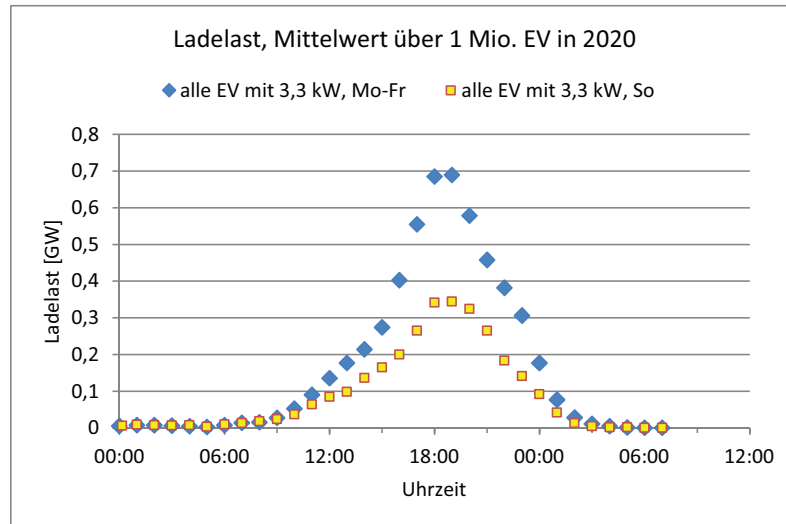
Tagesfahrstrecken und Rückkehrzeiten aus MiD 2008 [infas & DLR, 2009]

Abbildung 67: Ladelast durch 1 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge bei Ladebeginn sofort nach Rückkehr zum Wohnungsparkplatz

Es zeigt sich, dass die Rückkehrzeitpunkte so streuen, dass bei einer Ladeleistung von 3,3 kW maximal 22 % der Fahrzeuge gleichzeitig laden, das ergibt für das gesamte deutsche Stromversorgungsnetz eine zusätzliche Netzlast (Ladelast) von maximal 720 MW. Werden die Fahrzeuge mit jeweils 9,9 kW geladen, dann werden die Ladedauer und damit die Gleichzeitigkeit verringert, so dass trotz der dreifachen Ladeleistung die maximale Ladelast nur auf 870 MW ansteigt.

Da REEV und PHEV den 50 km bzw. 30 km übersteigenden Teil der Fahrstrecke mit Verbrennungsmotor-Antrieb zurücklegen, brauchen sie im Mittel etwas weniger Strom und damit etwas kürzere Ladezeiten als die BEV. Bei der wie in Abschnitt 7.3.1 angenommenen Mischung verschiedener Fahrzeugtypen ergibt sich die Ladelast in Abbildung 68. An Sonntagen werden die Fahrzeuge anders genutzt als an Werktagen, daher ist die Ladelast an Sonntagen geringer.

Dennoch ist diese Ladestrategie unvorteilhaft, denn das Maximum der Ladelast fällt in den abendlichen Zeitraum, in dem in den Wintermonaten die Netzlast schon ohne das Laden von Elektrofahrzeugen hoch ist (Abbildung 64).



Tagesfahrstrecken und Rückkehrzeiten aus MiD 2008 [infas & DLR, 2009]

Abbildung 68: Ladelast durch 1 Mio. elektrische Fahrzeuge (Mischung aus BEV, REEV und PHEV) bei Ladebeginn sofort nach Rückkehr zum Wohnungsparkplatz

6.1.2.2 Ladestrategie 2: Gesteuertes Laden in den Nachtstunden

Betrachtet man die Verläufe der Netzlast über den Tag (Abbildung 64), so sieht man, dass diese in der Zeit zwischen etwa 0 Uhr und 6 Uhr am geringsten ist. Es bietet sich also an, die Elektrofahrzeuge in diesem Zeitraum zu laden. Bei einer reinen Zeitsteuerung, bei der alle Fahrzeuge um 0 Uhr gleichzeitig mit dem Laden beginnen würden, würde zu Beginn ein Lastsprung von 3,3 GW verursacht, was aus Sicht des Netzes nachteilig ist. Deshalb wurde ein einfacher Algorithmus entwickelt, der die verschiedenen Ladedauern auf den Zeitraum von 0 bis 6 Uhr verteilt. Der Algorithmus ist so angelegt, dass die Ladelast über diesen Zeitraum möglichst konstant ist, unabhängig von eventuellem Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien. Abbildung 69 zeigt die resultierende Ladelast. Sie ist mit 0,5 GW sogar noch geringer als die maximale Ladelast von 0,7 GW bei ungesteuertem Laden.

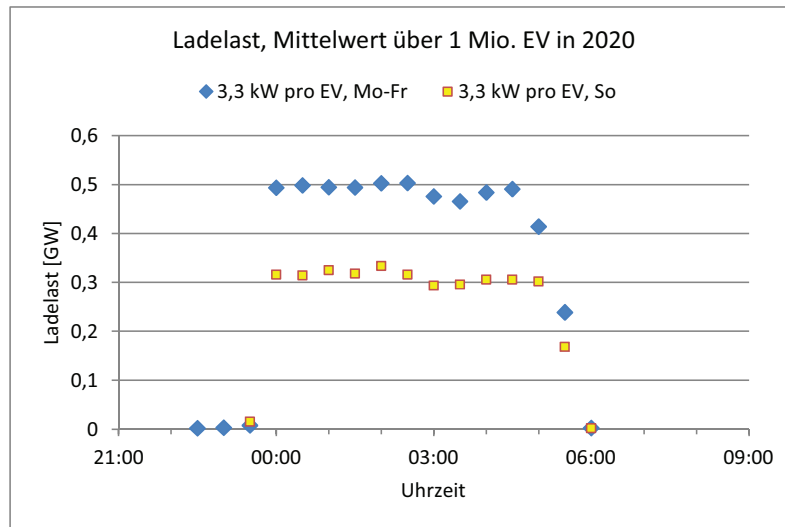


Abbildung 69: Ladelast durch 1 Mio. elektrische Fahrzeuge bei gesteuertem Laden zwischen 0 und 6 Uhr

6.1.2.3 Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Laden der Elektrofahrzeuge

Zur Gewährleistung der Netzstabilität (z. B. zum Ausgleich der Schwankungen der Windstromeinspeisung) wird eine Mindestleistung konventioneller Kraftwerke benötigt; die dena-Netzstudie I schätzt bei einer installierten Windanlagenleistung von 48 GW den Bedarf an konventioneller Mindestleistung auf 20 bis 30 GW [dena, 2005]. Hier wird ein Bedarf von 20 GW angenommen.

Zu Zeitpunkten, wo der Stromverbrauch ohne Elektrofahrzeuge (xEV) gleich oder größer ist als die Summe aus augenblicklicher Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen (WEA) und konventioneller Mindestleistung, führt der zusätzliche Strombedarf von xEV zu einer Mehrleistung konventioneller Kraftwerke, denn die WEA speisen bereits ohne xEV ihre maximal mögliche Leistung ins Netz ein. Nur zu Zeiten, wo der Stromverbrauch ohne xEV geringer ist als die Summe aus verfügbarer WEA-Leistung und konventioneller Mindestleistung, kann der zusätzliche Strombedarf von xEV durch bessere Auslastung der WEA gedeckt werden. Die Untersuchungen berücksichtigen hier noch keine Einschränkungen durch die Leistungsgrenzen des Übertragungsnetzes (diese werden in Abschnitt 6.2 betrachtet).

Es werden zwei Fälle untersucht:

- Ladestrategie 2, d. h. gesteuertes Laden zwischen 0 und 6 Uhr mit konstanter Ladelast unabhängig vom Windstromangebot,
- gesteuertes Laden zwischen 0 Uhr und 6 Uhr in Abhängigkeit vom Windstromangebot. Vereinfachend wird angenommen, dass die gesamte den sonstigen Verbrauch übersteigen-

de WEA-Leistung von den xEV aufgenommen werden kann (keine Begrenzung der Ladeleistung durch das Netz oder die Ladeanschlüsse). Dieser Fall zeigt die theoretische Obergrenze dessen, was an überschüssigem Windstrom in xEV genutzt werden kann.

Basisdaten sind die Windverhältnisse und der Stromverbrauch in den Jahren 2007 (viel Wind) und 2010 (wenig Wind). Diese werden auf den in den Szenarien für 2020 bzw. 2030 angenommenen Stromverbrauch und die angenommenen installierten WEA-Leistungen hochgerechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 23 und Abbildung 70 dargestellt. Es zeigt sich, dass mit windgesteuertem Laden nur wenig mehr Windstromüberschuss genutzt werden kann als mit windunabhängigem Laden. Der Grund ist der begrenzte Ladebedarf der Elektrofahrzeuge. Immerhin kann ein großer Teil des Ladebedarfs durch Windstrom gedeckt werden (in 2020 ca. 30 % bis 40 %, in 2030 40 % bis 60 %), wenn keine Beschränkungen seitens der Netze bestehen.

Windangebot wie in [Jahr]	2007	2010	2007	2010
Stromverbrauch und installierte WEA-Leistung nach Szenario für [Jahr]	2020	2020	2030	2030
windbereinigte vertikale Netzlast [TWh]	344,5	322,3	338,3	316,5
konventionelle Erzeugung [TWh]	258,2	255,7	225,7	226,3
Windstrom-Potenzial [TWh]	97,3	73,9	160,8	123,9
Ladebedarf Elektrofahrzeuge (xEV) [TWh]	1,8	1,8	9,8	9,8
Windstrom-Potenzial nutzbar in allen anderen Verbrauchern [TWh]	86,3	66,6	112,6	90,2
Windstrom-Überschuss 0–24 Uhr [TWh]	11,0	7,3	48,2	33,7
Windstrom-Überschuss 0–6 Uhr [TWh]	5,8	3,9	19,6	13,8
a) Windstrom-Überschuss nutzbar in xEV, Ladestrategie 2 [TWh] nutzbarer Anteil des nächtlichen Überschusses	0,66 11 %	0,56 15 %	5,5 28 %	4,4 31 %
a) konventionelle Erzeugung zum Laden der xEV bei Ladestrategie 2 [TWh]	1,2	1,3	4,3	5,5
b) Windstrom-Überschuss maximal nutzbar in xEV [TWh] nutzbarer Anteil des nächtlichen Überschusses	0,74 14 %	0,61 17 %	5,9 33 %	5,0 38 %
b) konventionelle Erzeugung zum Laden der xEV bei max. Windstrom-Nutzung [TWh]	1,1	1,2	3,9	4,8
a) Windstrom-Überschuss nicht nutzbar, Ladestrategie 2 [TWh]	10,3	6,8	42,7	29,3
b) Windstrom-Überschuss nicht nutzbar, maximale Nutzung [TWh]	10,3	6,7	42,3	28,7
a) Anteil des Ladebedarfs gedeckt durch Windstrom, Ladestrategie 2	36 %	31 %	57 %	44 %
b) Anteil des Ladebedarfs gedeckt durch Windstrom, maximal	40 %	34 %	60 %	51 %

Tabelle 23: Nutzbares und nicht nutzbares Windstrom-Potenzial bei (a) windunabhängigem Laden und (b) windgesteuertem Laden (jeweils zwischen 0 und 6 Uhr, ohne Berücksichtigung von Netzengpässen)

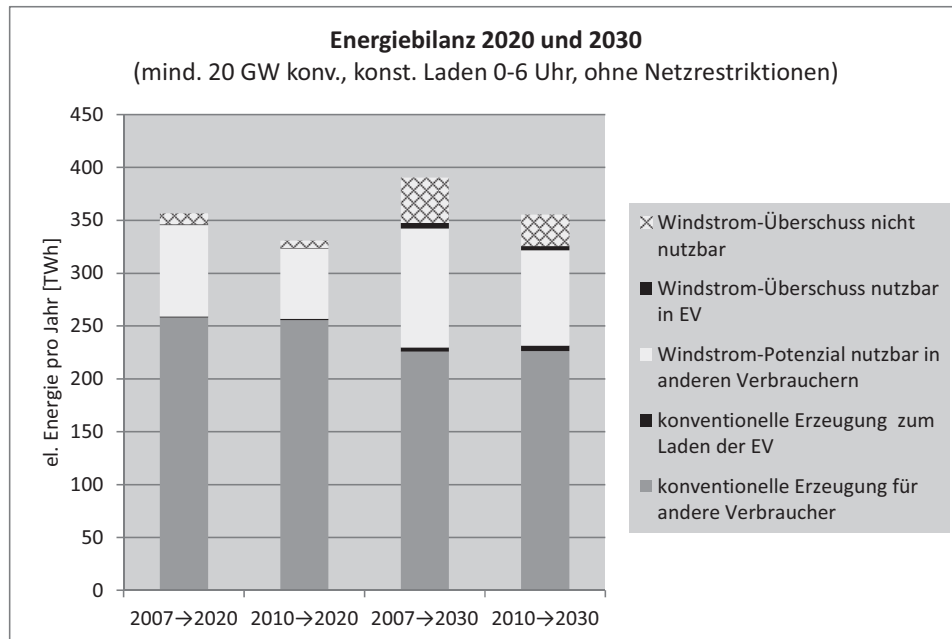


Abbildung 70: Nutzbares und nicht nutzbares Windstrom-Potenzial bei windunabhängigem Laden zwischen 0 und 6 Uhr (ohne Berücksichtigung von Netzengpässen)

Abbildung 71 zeigt, dass der Anteil der potenziellen Windstromerzeugung, der den Verbrauch übersteigt, stark von der Annahme abhängt, wie viel Leistung konventioneller Kraftwerke zur Gewährleistung der Netzstabilität erforderlich ist. Entsprechend steht bei der Annahme, es sei keine konventionelle Mindestleistung erforderlich, nur in 8 % bis 12 % der Nächte so viel Überschuss an Windstrom zur Verfügung, dass der Ladebedarf der xEV damit vollständig gedeckt werden kann.

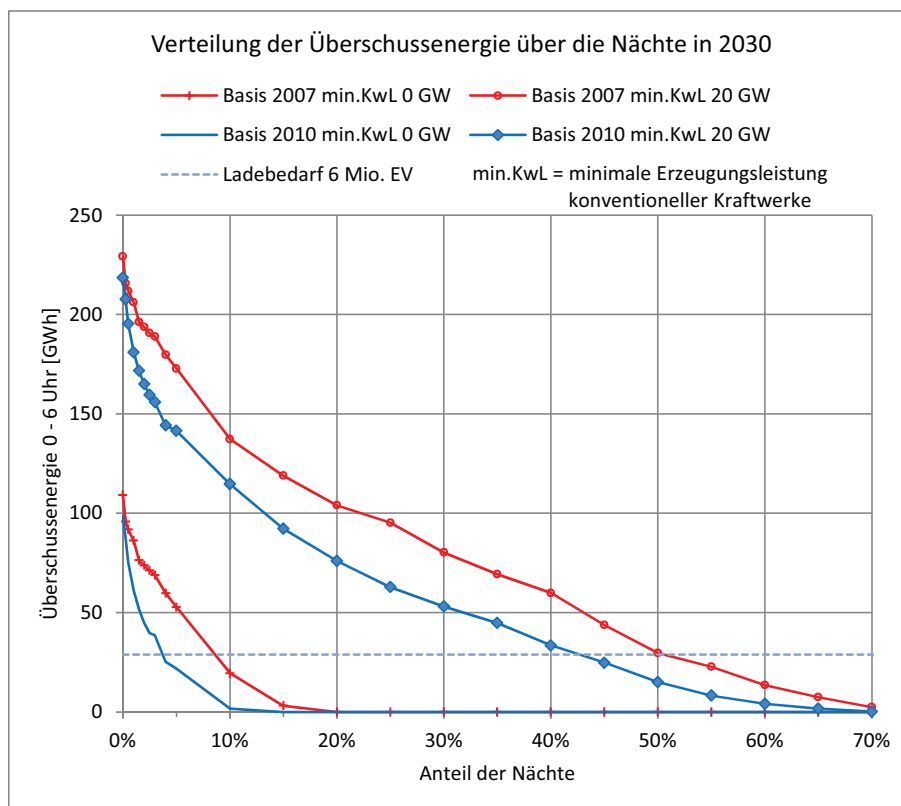


Abbildung 71: Überschüssige potenzielle Windstromeinspeisung in den Nächten in 2030

6.1.2.4 Ladestrategie 3: Gesteuertes Laden mit Netzzurückspeisung

An die Einführung von Elektrofahrzeugen (xEV) werden vielfältige Erwartungen geknüpft, insbesondere sollen sie zur Stabilisierung des Stromversorgungsnetzes und zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien beitragen [Die Bundesregierung, 2009].

Das Hauptproblem bei der Integration erneuerbarer Energien ist die Frage, woher der benötigte Strom kommen soll in Zeiten, in denen Wind und Sonne nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Elektrofahrzeuge haben jedoch eine zu geringe Speicherkapazität, um längerfristig Windflauten überbrücken zu können. Folgendes Rechenbeispiel zeigt die benötigte und die in xEV verfügbare Kapazität: Zur Zeit hohen Stromverbrauchs (ca. 50 GW), also tagsüber etwa zwischen 6 und 18 Uhr (Abbildung 64 auf Seite 115), sollen 10 % davon durch gesicherte Leistung aus Windstrom gedeckt werden. Ein Bestand von 6 Mio. BEV in 2030 hat (bei einer Reichweite von 120 km und dem in Abschnitt 5.4.1 ermittelten spezifischen Verbrauch von 15,7 kWh auf 100 km) eine Batteriekapazität von 113 GWh. (Das ist optimistisch geschätzt,

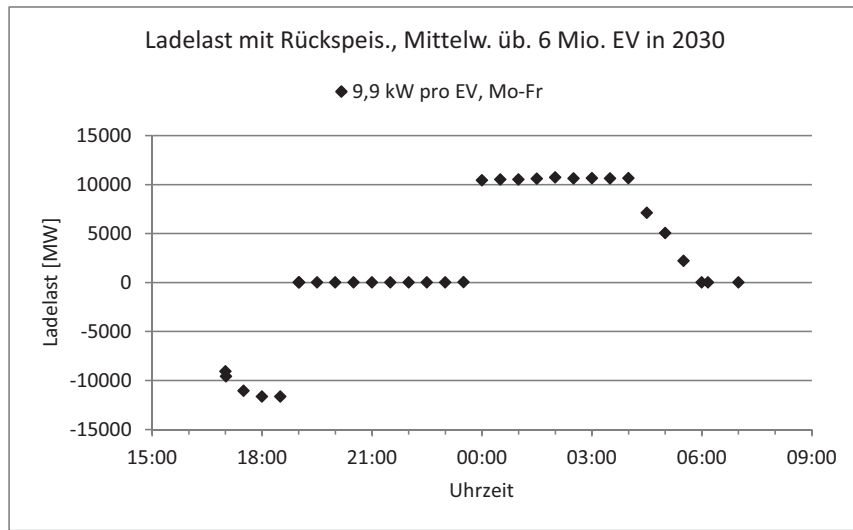
denn die tatsächliche Flotte wird auch REEV und PHEV enthalten, die eine geringere Batteriekapazität haben.) Bei der Verteilung der Tagesfahrstrecken nach MiD 2008 [infas & DLR, 2009], einer Reserve für eine zusätzliche, unvorhergesehene Fahrstrecke von 30 km pro BEV und dem erwähnten Verbrauch verbleibt eine nicht für Fahrzwecke benötigte Speicherkapazität von 53 GWh. Damit könnte die benötigte Leistung von 5 GW ca. 10 Stunden lang gesichert werden. Das ist viel zu kurz, denn Windflauten dauern oft 2 bis 3 Wochen.

Hingegen ist die Stabilisierung des Stromversorgungsnetzes eine realistische Option, weil sie nur den Ausgleich längstens innerhalb eines Tages erfordert.

Als Beispiel für eine Netzzurückspeisung wird im Projekt die Verringerung der maximalen Netzlast angenommen.

Der größte Bedarf an Strom (höchste Netzlast) im Verlauf des Jahres besteht meist an einem Tag im Dezember in den frühen Abendstunden zwischen 17 und 19 Uhr (vgl. Abbildung 64.) In dieser Zeit sind auch schon viele Elektrofahrzeuge (xEV) von der letzten Fahrt des Tages zurückgekehrt und ans Netz angeschlossen. Da die xEV erst am nächsten Morgen wieder benutzt werden, kann die in der Batterie verbliebene (bei BEV: eine Reserve für 30 km Fahrstrecke übersteigende) Energie zur Zeit der höchsten Netzlast ins Netz gespeist werden und der Akku in den Nachtstunden, wenn die Netzlast gering ist, wieder aufgeladen werden. Eine solche Strategie würde nicht nur die Kraftwerke, sondern auch das Verteilnetz entlasten. Die Annahme einer Reserve von 30 km bei BEV beruht auf folgenden Überlegungen: Statistisch gesehen sind in der Stichprobe aus MiD 2008 alle Fahrten berücksichtigt. Der individuelle Fahrzeugnutzer muss aber entscheiden, ob er die Netzzurückspeisung zulässt, entsprechend seiner Prognose, wann er die nächste Fahrt mit dem Fahrzeug durchführen will. Diese Prognose ist aber nie perfekt und es besteht eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass er während oder kurz nach der Netzzurückspeisung eine unvorhergesehene Fahrt durchführen will oder muss. Bei REEV und PHEV besteht unabhängig vom Ladezustand der Batterie jederzeit die Möglichkeit dazu, da immer auf den verbrennungsmotorischen Antrieb zurückgegriffen werden kann. Daher ist bei REEV und PHEV keine Notreserve erforderlich, wohl aber bei BEV. Die erforderliche Höhe einer solchen Notreserve ist eine individuelle Entscheidung des Fahrzeugnutzers, hierzu sind noch keine Untersuchungen bekannt. Im Projekt wurde sie auf 30 km festgelegt.

Ein erster Ansatz beruht auf folgenden Annahmen: Für jedes xEV steht ein Ladeanschluss mit 9,9 kW Leistung zur Verfügung, die Ladeleistung und die Netzzurückspeiseleistung können geregelt werden. Alle xEV, die vor 18 Uhr nach Hause zurückkehren, nehmen an der Netzzurückspeisung teil. Jedes xEV speist zwischen 17 Uhr (frühestens aber ab Rückkehr nach Hause) und 19 Uhr eine konstante elektrische Leistung ins Netz zurück. Die rückgespeiste Leistung ist die im Akku verfügbare Energie dividiert durch die Rückspeisedauer. In den Nachtstunden zwischen 0 und 6 Uhr wird die Summe der für die Fahrten verbrauchten und der ins Netz zurückgespeisten Energie aus dem Netz in den Akku geladen. Die Ladung wird so gesteuert, dass zwischen 0 und 6 Uhr die Ladelast (Summe über alle xEV) konstant ist. Das ergibt die in Abbildung 72 dargestellte Ladelast.



negative Werte bedeuten Netzzurückspeisung, positive Werte Ladung

Abbildung 72: Ladelast durch 6 Mio. Elektrofahrzeuge bei Rückspeisung zwischen 17 und 19 Uhr

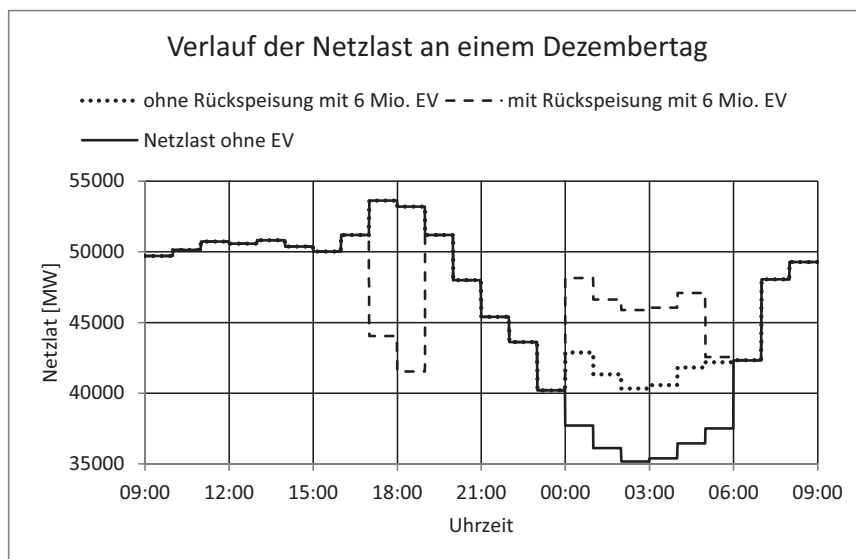
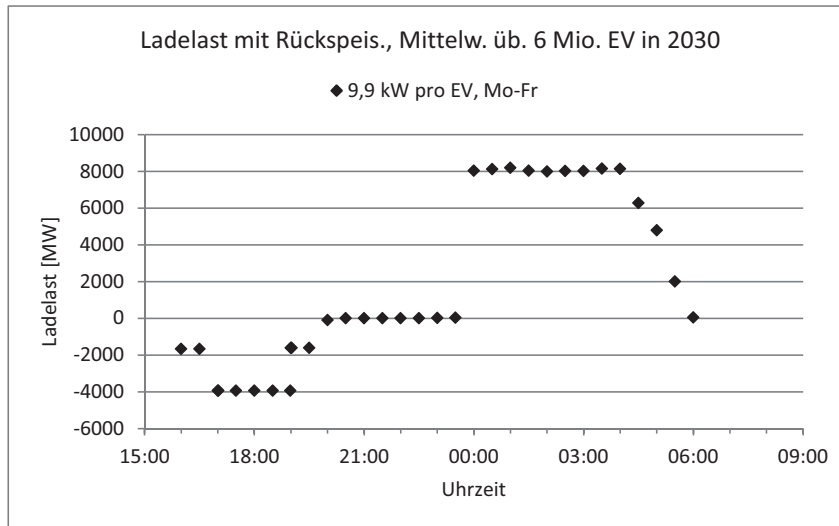


Abbildung 73: Verlauf der gesamten Netzlast an einem Dezembertag ohne und mit Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen zwischen 17 und 19 Uhr

Die Netzlast wird zwischen 17 und 19 Uhr um ca. 12 GW und damit weit mehr als erforderlich verringert (Abbildung 73). Außerdem beginnt das Netzlastmaximum bereits um 16 Uhr.

Daher wird die Strategie modifiziert: Es nehmen nur Fahrzeuge teil, die vor 15 Uhr zurückkehren; alternativ könnte man auch eine Zufallsauswahl aus den Fahrzeugen teilnehmen

lassen. Die Rückspeisung wird auf den Zeitraum 16 bis 20 Uhr ausgedehnt, dabei sind in den Stunden von 16 bis 17 Uhr und von 19 bis 20 Uhr nur die Hälfte der xEV beteiligt. Das ergibt die in Abbildung 74 dargestellte Ladelast und damit einen guten Ausgleich der Spitzenlast (Abbildung 75).



negative Werte bedeuten Netzzückspeisung, positive Werte Ladung

Abbildung 74: Ladelast durch 6 Mio. Elektrofahrzeuge bei Rückspeisung zwischen 16 und 20 Uhr

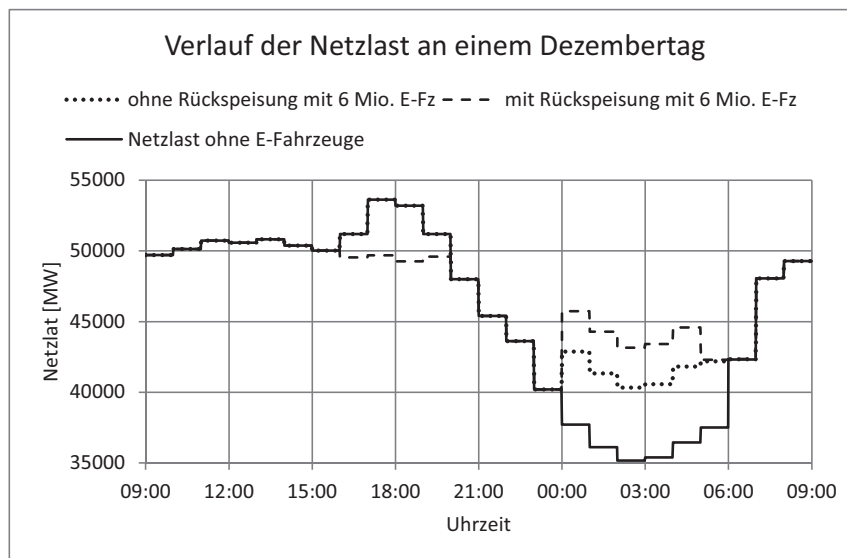


Abbildung 75: Verlauf der gesamten Netzlast an einem Dezembertag ohne und mit Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen zwischen 16 und 20 Uhr

6.1.3 Zusammenfassung

- Zur Abschätzung des Einflusses der Elektrofahrzeuge (xEV) auf die Netzlast und zur Ermittlung des potenziellen Anteils der Windenergie am Energiebedarf der xEV wurden Zeitreihen der windbereinigten Netzlast und der potenziellen Windstromerzeugung für die Szenario-Jahre 2020 und 2030 erstellt. Diese werden auch als Input für das Übertragungsnetzmodell verwendet.
- Bei ungesteuertem Laden beginnend mit Rückkehr des Fahrzeugs zum Wohnungsparkplatz oder Garage verteilt sich die Ladelast so, dass deutschlandweit maximal 22 % der Fahrzeuge gleichzeitig laden. Lokal (im Verteilnetz) kann eine größere Gleichzeitigkeit vorliegen. Das Maximum der Ladelast fällt ungünstig zusammen mit dem abendlichen Maximum der übrigen Netzlast.
- Eine gleichmäßige Verteilung der Ladezeiten auf die Schwachlaststunden 0 bis 6 Uhr hat einen deutlich positiven Einfluss auf das Stromerzeugungssystem und die Windstromnutzung.
- In 2030 könnten bei gleichmäßig auf die Nachtstunden verteiltem Laden bilanziell (d. h. ohne Berücksichtigung von Netzengpässen) 44 % bis 56 % des Ladebedarfs aus dem Windstromüberschuss gedeckt werden, bei vom Windangebot gesteuerten Laden steigt die Deckung nur unwesentlich auf 51 % bis 60 %. Jedoch bleiben 10 % bis 26 % des Windstrompotenzials ungenutzt, weil es die verbleibende Netzlast übersteigt. Die Höhe des nutzbaren Windstromüberschusses hängt hier davon ab, wie viel konventionelle Kraftwerksleistung erforderlich ist, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Im nächsten Abschnitt wird gezeigt, dass tatsächlich nur ein weitaus kleinerer Teil der potenziellen Windstromerzeugung nutzbar ist, weil der Windstrom wegen der begrenzten Kapazität des Übertragungsnetzes nicht zu den Verbrauchszentren transportiert werden kann.
- Eine Stützung des Netzes durch Rückspeisung in Zeiten hohen Stromverbrauchs ist möglich, wenn die Traktionsbatterie in der folgenden Nacht wieder aufgeladen werden kann. Dies geht jedoch auf Kosten der Batterielebensdauer (siehe Abschnitt 5.5.2.3). Für einen Ausgleich von Windstromüberschüssen über mehrere Tage oder gar Wochen reicht die Kapazität der Fahrzeugbatterien nicht aus.

6.2 Leistungsflussbetrachtung der Windenergie-Integration durch Elektrofahrzeuge

6.2.1 Modellierung des Übertragungsnetzmodells

6.2.1.1 Ziele der Modellierung

In der deutschen Energieversorgung gewinnen erneuerbare Energieträger zunehmend eine größere Bedeutung. Auch die Elektromobilität ist immer mehr in den Fokus von Wirtschaft und Forschung geraten, da mit ihr die Hoffnung verbunden wird Ziele wie Klimaschutz, Verringerung lokaler Emissionen, Ausbau des Technologie- und Industriestandortes Deutschland und Erhöhung der Unabhängigkeit von Rohstoffimporten verbunden werden [Die Bundesregierung, 2009]. Die Literatur zeigt Potenziale für Synergien zwischen Energieerzeugung und einer elektrifizierten Fahrzeugflotte [Kempton & Tomić, 2005], daher ist es wichtig das Betriebsverhalten des deutschen Netzes unter Berücksichtigung beider Komponenten, erneuerbarer Energieträger und Elektrofahrzeuge, zu betrachten.

Hierfür wurde in NET-ELAN ein knotenscharfes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes zur linearen und nicht-linearen Leistungsflussberechnung auf Basis der Simulationssoftware MATPOWER [Zimmerman et al., 2011] erstellt, welches für die folgenden Untersuchungen verwendet wird. Dieser Abschnitt beschreibt die Modellbildung im Detail bevor in Abschnitt 6.2.2 die Simulationsergebnisse bezüglich der zusätzlichen Windintegration durch xEV gezeigt werden.

6.2.1.2 Netztopologie und Ausbau bis 2030

Der Aufbau des Übertragungsnetzmodelles basiert auf einer Karte des deutschen Übertragungsnetzes, die von der ENTSO-E herausgegeben wird [ENTSO-E, 2009]. Abbildung 76 zeigt die modellierte Topologie, bei der alle 220 kV und 380 kV Leitungen in Deutschland berücksichtigt wurden. Das abgebildete Netz enthält 560 Umspannwerke, an denen Energie an die Hochspannungsebene (110 kV) abgegeben oder Energie von Großkraftwerken aufgenommen wird. Die Stromkreislänge des Modells beträgt rund 34.500 km und bildet damit eine gute Approximation an die Summe der von den Übertragungsnetzbetreibern genannten Stromkreislängen von insgesamt 34.160 km.

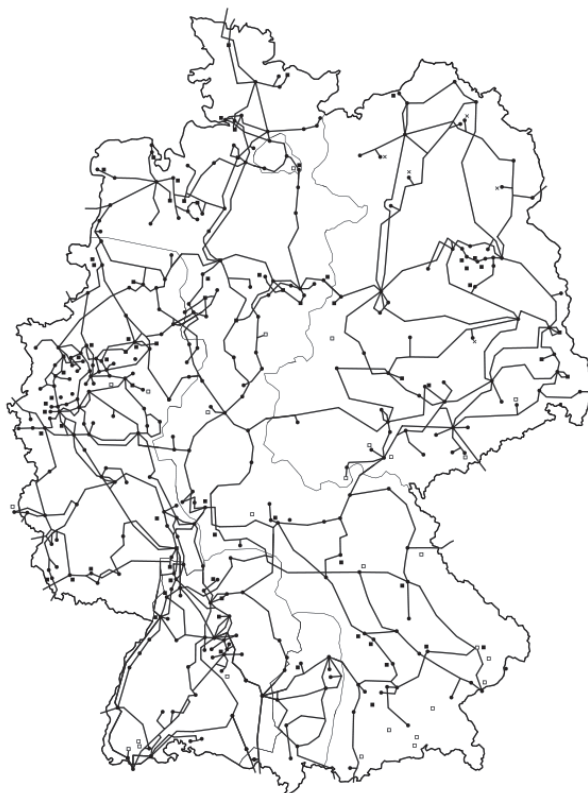


Abbildung 76: Deutsches Übertragungsnetz (Quelle: ENTSO-E 2009)

Modelliert wurden die Leitungen basierend auf dem in Abbildung 77 gezeigten PI-Ersatzschaltbild. Die Leitungsparameter wurden auf Basis von Literaturwerten abgeschätzt und sind in Tabelle 24 aufgeführt [Brakelmann, 2004].

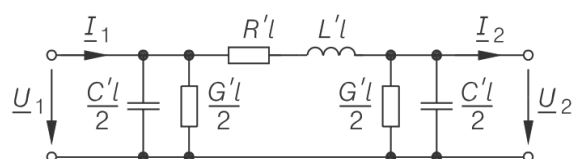


Abbildung 77: PI-Ersatzschaltbild für Freileitungen [Heuck et al., 2010]

Spannungsniveau	1-Fach-System	2-Fach-System	4-Fach-System
110 kV	130 MVA	518 MVA	1790 MVA
220 kV	259 MVA	1036 MVA	3580 MVA
380 kV	518 MVA	2073 MVA	7161 MVA

Tabelle 24: Thermische Grenzkapazität der Übertragungsleitungen

Die beiden erfassten Spannungsebenen 220 kV und 380 kV sind mittels Kuppeltransformatoren verbunden. Diese wurden im Modell als Induktivität modelliert, da der Wirkwiderstand eines Transformators im Vergleich zu dessen Reaktanz vernachlässigbar klein ist. Da spezifische Werte für die im Netz eingesetzten Transformatoren nicht veröffentlicht werden, wurde auf standardisierte Werte gemäß Tabelle 25 zurück gegriffen. Entsprechend dem (n-1)-Kriterium wurde für die Modellierung jeweils ein Transformator mehr verwendet, als es die höchste Transportkapazität der angeschlossenen Leitungen erfordert.

220/380 kV Trafo	1-Fach-System	2-Fach-System	4-Fach-System
S [MVA]	400	800	1600
X [Ω]	68,575	34,287	17,144

Tabelle 25: Auslegung der Kuppeltransformatoren

Der starke Ausbau der Windenergie stellt das Übertragungsnetz vor neue Herausforderungen. Bereits bei Analysen, die in der ersten dena-Studie durchgeführt wurden, konnte gezeigt werden, dass unter bestimmten Randbedingungen Netzfehler durch Starkwind ausgelöst werden, die zu einem Abwurf von mehreren Tausend Megawatt aus Windenergie führen können [dena, 2005]. Dementsprechend schlägt die dena-Netzstudie I einen Netzausbau um 455 km bis zum Jahr 2010 vor und weitere 390 km bis zum Jahr 2015. Der benötigte Zubau bis 2020 wird mit 3.600 km Freileitungen angegeben, wenn keine Speichermöglichkeiten im Netz existieren [dena, 2010].

Aufgrund der langwierigen und schwierigen Planungsprozesse für Hochspannungsleitungen, konnten bis 2010 allerdings nur 90 km, anstatt der geplanten 455 km, realisiert werden [dena, 2010]. Daher werden dem Netzausbau in diesem Modell nicht die Daten der dena-Studien zu Grunde gelegt, die bezüglich der Ausbaugeschwindigkeit zu optimistisch erscheinen, sondern die Bauvorhaben berücksichtigt, die von den Übertragungsnetzbetreibern zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Untersuchung im März 2011 veröffentlicht wurden [50Hertz Transmission, 2011b; amprion, 2011a; TenneT, 2011a; TransnetBW, 2011].

Es wurden die Jahre 2010, 2020 und 2030 als Untersuchungszeitpunkt gewählt. Für jedes Jahr wurde ein Netzmodell erstellt, d. h. 2010 ist als Modell der gegenwärtigen Situation zu verstehen, während die Netzmodelle 2020 und 2030 Prognosen der Entwicklung des Übertragungsnetzes darstellen. Bezüglich des Netzausbaus sind in den Netzmodellen 2020 bzw. 2030 alle Ausbaumaßnahmen enthalten, die laut Netzbetreiber bis zu diesen Jahren abgeschlossen sein werden. Im Fall dass das Jahr der Fertigstellung von den Netzbetreibern nicht veröffentlicht wurde, griff die Annahme, dass Ausbaumaßnahmen auf bestehenden Trassen bis 2020 und die Erschließung neuer Trassen bis 2030 abgeschlossen sein wird. Daraus ergibt sich der modellierte Netzausbau bis 2020 und 2030 wie er in Abbildung 78 dargestellt ist.

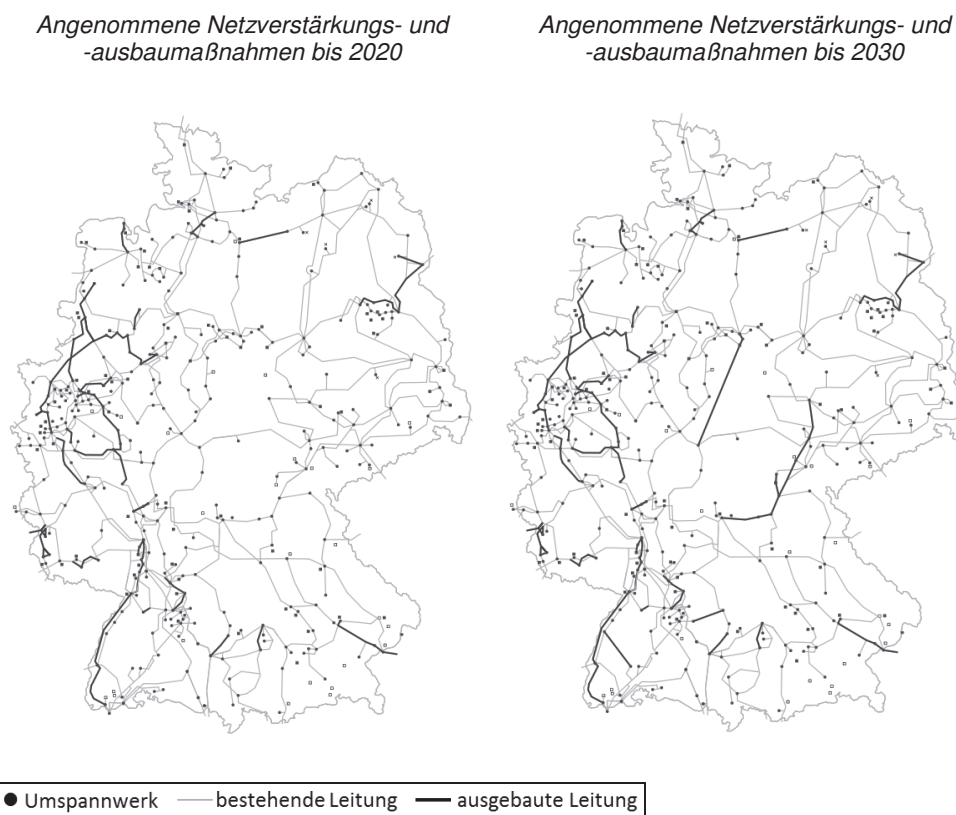


Abbildung 78: Angenommener Netzausbau im Übertragungsnetzmodell

Einen zusammenfassenden Überblick über die im Modell implementierten Netzausbauten gibt Tabelle 26. Deutschlandweit werden auf einer Streckenlänge von insgesamt 2.680 km von den Netzbetreibern Zu- und Ausbaumaßnahmen geplant.¹⁰ Damit ergibt sich eine konservative Abschätzung des Netzausbaus, die unterhalb der in den dena-Studien geforderten Ausbaumaßnahmen liegt. Dies ist im Sinne einer Untersuchung der Auswirkung der Elektromobilität auf das Netz, da bei einem mäßigen Netzausbau erstens die Belastung durch das Laden der Fahrzeuge relativ gesehen größer ist und zweitens der Einsatz gepoolter xEV-Batterien als Speicher noch notwendiger wird.

	50hertz	Amprion	TransnetBW	Tennet
Ausbau bis 2020	280 km	1.405 km	115 km	345 km
Ausbau bis 2030	210 km	-	130 km	195 km
Gesamt	490 km	1.405 km	245 km	540 km

Tabelle 26: Streckenlänge je Regelzone auf denen Netzausbauten modelliert wurden

¹⁰ Stand der Recherche: März 2011

6.2.1.3 Modellierung des Kraftwerksparks

a) Kraftwerkstypen, räumliche Aufteilung und Netzanschluss

110 kV-Hochspannungsnetze werden in geringem Umfang durch einzelne Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, überwiegend jedoch von Einspeisungen aus einem Höchstspannungsnetz versorgt [Heuck et al., 2010]. Aus diesem Grund wurde für die Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes die Vereinfachung gewählt, dass alle Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer als 80 MW über entsprechende Transformatoren mit dem Höchstspannungsnetz verbunden sind. Die Erzeugungskapazitäten von knapp 300 Kraftwerksblöcken in Deutschland werden durch Wirkleistung, Baujahr und Geo-Koordinaten abgebildet. Datengrundlage hierfür ist eine Datenbank zum Kraftwerksbestand in Deutschland des Forschungszentrums Jülich, IEK-STE, welche fortlaufend aktualisiert wird. Eine Beschreibung der Datenbank und darauf aufbauende Analyseergebnisse sind unter anderem in [Markewitz et al., 2011] zu finden. Gemäß den Geo-Koordinaten wurden die Kraftwerksblöcke an den nächstgelegenen Hochspannungsknoten angeschlossen.

Der Kraftwerkeinsatz erfolgt nach Grenzkosten der Erzeugung gemäß Merit Order [Erdmann & Zweifel, 2008]. Die für die Modellierung verwendeten Preise gehen auf eine Veröffentlichung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zurück und sind in Tabelle 27 zusammengefasst [Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2010]. Um den Kraftwerken individuelle Grenzkosten zuweisen zu können, wählt das Modell zufällig Grenzkosten, die zwischen den angegebenen Minimal- und Maximalwerten liegen. Dabei wird das Baujahr bzw. das Jahr der letzten Instandsetzung des Kraftwerks mit der Annahme berücksichtigt, dass neuere Kraftwerke aufgrund der höheren Effizienz geringere Grenzkosten als ältere Kraftwerke haben.

Kraftwerkstyp	durchschnittliche Grenzkosten (€ / MWh)	minimale Grenzkosten (€ / MWh)	maximale Grenzkosten (€ / MWh)
Kernenergie	8,40 € / MWh	7,50 € / MWh	9,20 € / MWh
Braunkohle	53,90 € / MWh	43,10 € / MWh	64,60 € / MWh
Steinkohle	82,30 € / MWh	74,10 € / MWh	90,50 € / MWh
GuD	104,60 € / MWh	94,20 € / MWh	115,10 € / MWh
Gasturbine	135,40 € / MWh	121,90 € / MWh	148,90 € / MWh
Heizöl	167,70 € / MWh	150,90 € / MWh	184,50 € / MWh

Tabelle 27: Grenzkosten der modellierten Kraftwerkstypen

Die für die Auslegung der Transformatoren verwendeten Reaktanzen sind in Tabelle 28 aufgeführt. Die Auswahl erfolgt anhand der Scheinleistung, die wiederum von der installierten Leistung des Kraftwerks, welches angeschlossen werden soll, bestimmt wird. Bei Kraftwerken mit einer Scheinleistung kleiner 500 MVA wird der jeweils nächstgrößere Transformator gewählt. Bei Kraftwerken mit einer Scheinleistung größer 500 MVA werden möglichst mehrere Transformatoren gleicher Auslegung verwendet. So erhält beispielsweise ein Kraftwerk

mit rund 600 MVA zwei 300 MVA-Transformatoren, während ein Kraftwerk mit rund 800 MVA mit zwei 400 MVA-Transformatoren an das Netz angeschlossen wird. Da diese Auslegung noch nicht dem allgemein gültigen (n-1)-Kriterium entspricht, erhält jedes modellierte Kraftwerk einen weiteren Transformator derselben Größenordnung.

Typ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S [MVA]	500	400	350	300	250	200	180	120	125	100	50	20
X [Ω]	0,038	0,048	0,054	0,063	0,076	0,095	0,106	0,127	0,152	0,190	0,380	0,950

Tabelle 28: Standardwerte für Scheinleistung und Reaktanz der verwendeten Kraftwerkstransformatoren

b) Veränderungen im Kraftwerkspark bis 2030

Die Notwendigkeit, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren, der Trend zur erneuerbaren Stromerzeugung und der gesetzlich beschlossene Kernenergieausstieg führen zu tiefgreifenden Veränderungen im Kraftwerkspark in den nächsten Jahrzehnten. Damit die Annahmen innerhalb des Projektes konsistent sind, wird bei der Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks auf die Entwicklung des Referenz-Szenarios zurück gegriffen, welche in Kapitel 7.4 beschrieben wird.

Ausgehend von dem Stand des Jahr 2010 bei den Kraftwerken und den Informationen über Nennlast, Standort und dem Jahr der Inbetriebnahme lässt sich auf Basis von Sterbelinien¹¹ der Ersatz- und Zubaubedarf bestimmen. Bereits gestartete Neubauvorhaben sind berücksichtigt. Für die Kernkraftwerke wird der Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung aus dem Jahr 2011 hinterlegt [Bundesregierung Deutschland, 2011].

In Abbildung 79 sind die Standorte der bestehenden und im Bau befindlichen deutschen Kern-, Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke mit einer Kapazität größer 100 MW für das Jahr 2010 dargestellt. Sind mehrere Blöcke an einem Standort vorhanden, werden diese zusammenfassend dargestellt. Deutlich ist eine Konzentration der Erzeugungskapazitäten an Verbrauchsschwerpunkten zu erkennen.

Um detaillierte Aussagen zu den potentiellen Netzbelastungen im Übertragungsnetz machen zu können, ist ein Szenario zur räumlichen Verteilung der Erzeugungsleistung in Deutschland für den Szenariozeitraum bis 2030 notwendig. Ausgehend vom Kraftwerksbestand in Deutschland aus dem Jahres 2010, dem Kernenergie-Ausstieg, den Neubauten, den Sterbelinien des Kraftwerksparks und den errechneten Erzeugungskapazitäten des Referenz-Szenarios kann eine räumliche Verteilung des zukünftigen Kraftwerksparks abgeleitet werden.

¹¹ Als Sterbelinie wird ausgehend von Annahmen zur Lebensdauer von einzelnen Kraftwerken der altersbedingte Rückgang der installierten Leistung des gesamten Kraftwerksparks verstanden.

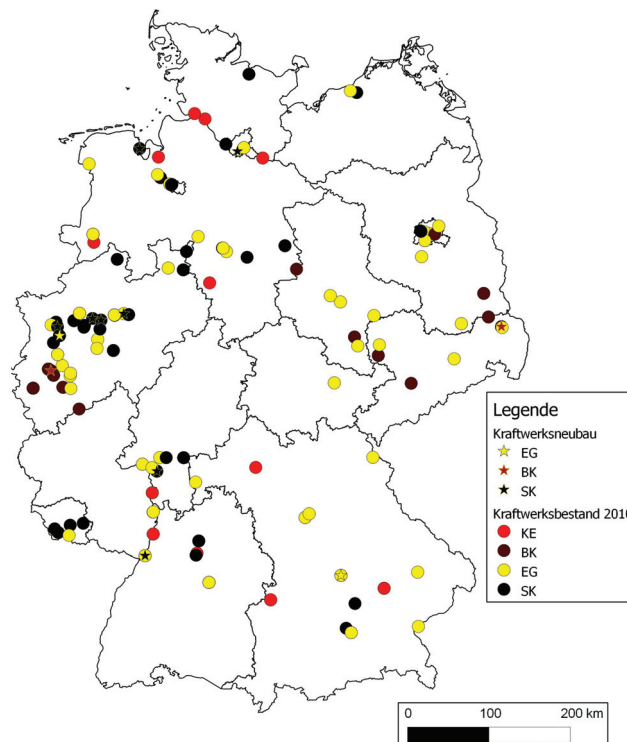


Abbildung 79: Übersicht der Kraftwerksstandort in Deutschland für das Jahr 2010, Datenquelle Forschungszentrum Jülich, IEK-STE 2012

Mit Hilfe der beschreiben Annahmen wird basierend auf dem Referenzszenario ein notwendiger Kraftwerksausbau beziehungsweise Rückbau berücksichtigt. Beim Kraftwerksneubau, der insbesondere im Erdgasbereich nach den Szenario-Annahmen notwendig wird, werden neue Kraftwerksblöcke einer festen Leistungsgröße (Braunkohle 800 MW, Steinkohle 500 MW und Erdgas 450 MW) an bestehenden Kraftwerksstandorten mit aufgrund der Altersstruktur wegfallenden Blöcken zugebaut. Standorte mit größeren Erzeugungskapazitäten werden bevorzugt gewählt. Folgende Annahmen zur Kraftwerkslebensdauer werden getroffen:

- Kernenergie: Laufzeit laut Ausstiegsbeschluss; Abschalten des letzten Reaktors 2022
- Braunkohle: 45 Jahre
- Steinkohle 40 Jahre
- Erdgas: Gasturbine 35 Jahre, Gas- und Dampfturbine: 40 Jahre

Die sich hieraus ergebende Verlauf der fossilen Stromerzeugungskapazitäten der thermischen Kraftwerke ohne Zubau (Sterbelinie) ist in Abbildung 80 dargestellt.

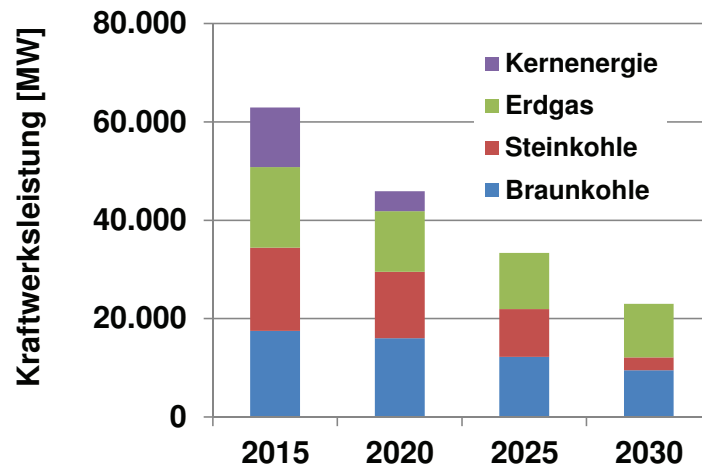


Abbildung 80: Entwicklung der installierten Leistung thermischer Kraftwerke (ohne ölbefeuerte Kraftwerke) ohne Zubau

Zusammen mit den getroffenen Annahmen zur Lebensdauer ergibt sich ein Szenario zur räumlichen Verteilung der fossilen Kraftwerksleistung bis 2030. Abbildung 81 illustriert zusammenfassend die Verteilung der fossilen Erzeugungsleistung im Jahr 2030.

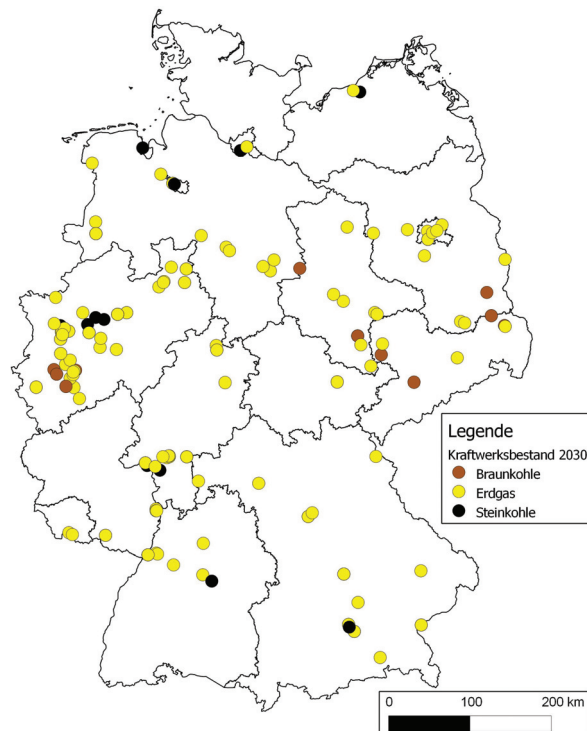


Abbildung 81: Szenario zur räumlichen Verteilung von Kraftwerksstandorten (größer 100 MW) im Jahr 2030

c) Einspeisung durch onshore und offshore Windenergieanlagen

Die Erzeugung aus Windenergie wird in der Regel in die Mittel- und Hochspannungsebene, nicht jedoch auf Übertragungsebene eingespeist. Daher werden Windenergieanlagen im Modell nicht wie andere regelbare Kraftwerke mittels Transformatoren mit dem Netzmodell verbunden, sondern an den Lastknoten mit der Last verrechnet. Dazu müssen Annahmen getroffen werden, wie sich die installierte onshore Windleistung auf die Lastknoten aufteilt. Dies geschieht in vier Schritten:

1. Zuweisung von Windparks mit einer installierten Leistung größer als 50 MW an den nächstgelegenen Lastknoten.
2. Aufteilung der verbleibenden installierten Leistung aus Wind auf die einzelnen Bundesländer.
3. Ermittlung optimaler Standorte für Windenergie auf Basis des Referenzertrages.
4. Berücksichtigung durchschnittlicher Windstärken bei der Zuweisung der installierten Kapazität zu einem Lastknoten.

Die Lage der großen Windparks und die installierte Leistung pro Bundesland wurde Veröffentlichungen des Bundesumweltamts entnommen [UBA, 2012]. Der Referenzertrag wird mit einem DWD-Standardkonverter ermittelt und bestimmt die Vergütung nach EEG [Deutscher Wetterdienst, 2012a]. Gebiete, in denen der Referenzertrag zwischen 60 % und 100 % liegt, gelten als mäßig geeignet für die Gewinnung von Windenergie. Hier wird eine reduzierte Vergütung nach EEG gezahlt. Überschreitet der tatsächliche Ertrag den Referenzertrag von 100 %, dann wird von einer guten Windkraftnutzungsseignung ausgegangen.

Für das Modell wird angenommen, dass 37,5 % der installierten Windleistung pro Bundesland in Regionen mit mäßiger Eignung und 62,5 % der installierten Windleistung in Regionen mit guter Eignung installiert ist. Alle Lastknoten, die in einer Region liegen, die anhand des Referenzkriteriums weder als gut noch als mäßig klassifiziert werden kann, sind nicht in der Verteilung der Windenergie enthalten. Zwischen den verbleibenden Lastknoten mit Windenergieeinspeisung erfolgt die genaue Ermittlung der Verteilung anhand der Windstärken, die ebenfalls vom DWD veröffentlicht werden [Deutscher Wetterdienst, 2012b]. Lastknoten, die in einer windstarken Region liegen, wird eine höhere installierte Windleistung zugewiesen als solchen in windschwachen Regionen.

Der Aufbau von offshore Windenergieparks ist für eine weitere Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Einspeisung wichtig, da einerseits die onshore Kapazitäten weitgehend erschlossen sind und außerdem über dem offenen Meer höhere Windgeschwindigkeiten zur Energieerzeugung genutzt werden können [Hau, 2008]. Für die Modellierung wurden der aktuelle Stand und die Planung des Ausbaus recherchiert [dena, 2011]. Da nicht für alle geplanten Windparks die Anschlusspunkte angegeben sind, wurde die Annahme getroffen, dass bei Nichtnennung des Anschlusspunktes ein Windpark an den Knoten angeschlossen wird, an dem auch der nächstgelegene Windpark, bei dem der Anschlusspunkt genannt wurde, angeschlossen wird. Die Lage aller Anschlusspunkte ist Abbildung 82 zu entnehmen.

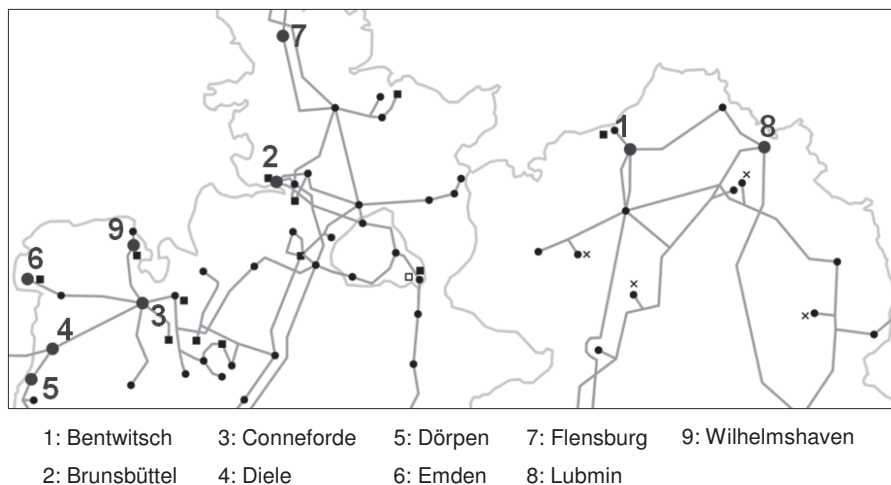


Abbildung 82: Netzanschlusspunkte der offshore Windenergieparks

6.2.1.4 Verteilung der Lasten und der Elektrofahrzeuge im Übertragungsnetzmodell

Analog zur Windenergieerzeugung muss die Last per Verteilungsschlüssel auf die Lastknoten im Übertragungsnetz verteilt werden. Dies geschieht gemäß der im Umkreis eines Netzknotens lebenden Einwohnerzahl und gemäß des Industrieanteils des Bundeslandes in dem der Netzknoten liegt. Bezüglich der Gewichtung der Einwohnerzahlen im Vergleich zur Industrie wurde angenommen, dass 45 % des Stromverbrauches durch die Industrie verursacht wird, während für die restlichen 55 % die Einwohnerzahl bestimmend ist.

Um den Einfluss der Elektromobilität auf Leistungsflüsse im Übertragungsnetz abzubilden, muss die Last der ladenden Elektrofahrzeuge den Lastknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet werden. Ausgangspunkt der Modellierung ist der Kraftfahrzeugbestand in kreisfreien Städten und Landkreisen. Diese wurden unter Berücksichtigung folgender vereinfachender Annahmen einem oder mehreren Lastknoten zugeordnet:

1. Liegt nur ein Lastknoten innerhalb des Landkreises, dann wird der gesamte Fahrzeugbestand diesem Knoten zugeordnet.
2. Liegen mehrere Lastknoten in einem Landkreis, so wird der Fahrzeugbestand zu gleichen Teilen auf die Lastknoten aufgeteilt.
3. Liegt kein Lastknoten innerhalb eines Landkreises, wird der Fahrzeugbestand dem nächstgelegenen Lastknoten zugeordnet.

Anschließend muss bestimmt werden, wie hoch die Durchdringung mit xEV in jedem Landkreis sein könnte. Dafür wurden zwei Verteilungen entwickelt. Die erste Verteilung orientiert sich an der Bevölkerungsdichte in den Landkreisen. Diese wurden in die drei Kategorien Kernstädte, verdichtete Kreise und ländliche Kreise unterteilt [infas & DLR, 2009]. Aufgrund der eingeschränkten Reichweite von Batteriefahrzeugen im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wurde angenommen, dass Elektrofahrzeuge verstärkt da genutzt wer-

den, wo viele Ziele innerhalb einer kurzen Distanz erreicht werden können und wo eine Ladeinfrastruktur von einer Vielzahl von Menschen genutzt werden kann. Daher wurde in der ersten Verteilung die Gesamtheit aller Elektrofahrzeuge zu 50 % auf Kernstädten, zu 33 % auf verdichtete Kreise und zu 17 % auf ländliche Kreise verteilt. Innerhalb eines Landkreises ermittelt sich die genaue xEV-Anzahl aufgrund der Anzahl der gemeldeten Kraftfahrzeuge.

Die zweite Verteilung geht von der Annahme aus, dass der Bestand von Elektrofahrzeugen in den Modellregionen Elektromobilität Berlin-Potsdam, Bremen/Oldenburg, Hamburg, München, Rhein-Main, Rhein-Ruhr, Sachsen und Stuttgart kumuliert [BMVBS, 2011]. Es wurden daher 70 % des angenommenen Bestandes an Elektrofahrzeugen in den Jahren 2020 bzw. 2030 den Landkreisen zugeordnet, die innerhalb der Modellregion liegen und 30 % den an die Modellregion angrenzenden Landkreisen. Innerhalb der Landkreise erfolgte die Zuweisung der genauen xEV-Anzahl ebenfalls aufgrund der Anzahl der gemeldeten Kraftfahrzeuge.

6.2.2 Verbesserte Auslastung von Übertragungskapazitäten durch gesteuerte Ladung

6.2.2.1 Gegenstand und Methodik der Analyse

Die Aufnahme von Windenergie ist eine vieldiskutierte Anwendung zum Laden der Elektrofahrzeuge. Die Auswertungen der Speicherpotenziale in Abschnitt 6.1 zeigte bereits, dass 1 Mio. xEV im Jahr 2020 ca. 15 % der nächtlichen überschüssigen Windenergie und 6 Mio. xEV im Jahr 2030 ca. 30 % der nächtlichen überschüssigen Windenergie (Basisjahr 2010) aufnehmen könnten. Hierfür muss jedoch gewährleistet sein, dass die Windenergie vom Ort der Erzeugung im Norden und Osten Deutschlands zu den Verbrauchszentren in den Großstädten übertragen werden kann.

Analog zu den bilanziellen Überlegungen in Abschnitt 6.1 wurde die Netzintegration potentiell verfügbarer Windenergie in Netzmodell simuliert. Dazu wurde für die Jahre 2020 und 2030 die Windeinspeisung aufgrund des Basisjahres 2010 prognostiziert und mittels einer linearen Leistungsflussberechnung überprüft, ob es Aufgrund der Windeinspeisung zu Leitungsüberlastungen kommt. Abbildung 83 zeigt exemplarisch 60 Stunden aus dem Netzmodell 2020 zur Erläuterung der Analysemethodik. In den ersten 25 Stunden ist die Windenergieeinspeisung gering, bevor ein Anstieg der Einspeisung ab Stunde 175 zur Überlastung einer oder mehrerer Leitungen führt. Im oberen Bildabschnitt der Abbildung 83 wird die Netzlast und die Windeinspeisung für den ausgewählten Zeitraum gezeigt. Die schwarze gepunktete Linie stellt die Netzlast dar, während die graue Strichpunktlinie die verfügbare Windleistung anzeigt. Wird diese verfügbare Windleistung ins Netzmodell eingespeist, sieht man an der grauen Strichpunktlinie im unteren Bildabschnitt, dass es ca. ab Stunde 175 zu einer Leitungsüberlastung kommt. Daher muss die Windeinspeisung reduziert werden, bis die Belastung aller Leitungen maximal 100 % beträgt. Die Windenergieeinspeisung bei der dies der Fall ist, ist im oberen Bildabschnitt durch die schwarze durchgezogene Linie gekennzeichnet. Im unteren Bildabschnitt erkennt man an der schwarzen durchgezogenen Linie, dass für diese Einspeisung die maximale Leitungsbelastung aller Leitungen tatsächlich unter 100 % liegt. Die Fläche zwischen der verfügbaren und zulässigen Windeinspeisung definiert die Menge

an Windenergie, die aufgrund der Leitungskapazitäten des Übertragungsnetzes nicht unteren Spannungsebenen weitergeleitet werden kann.

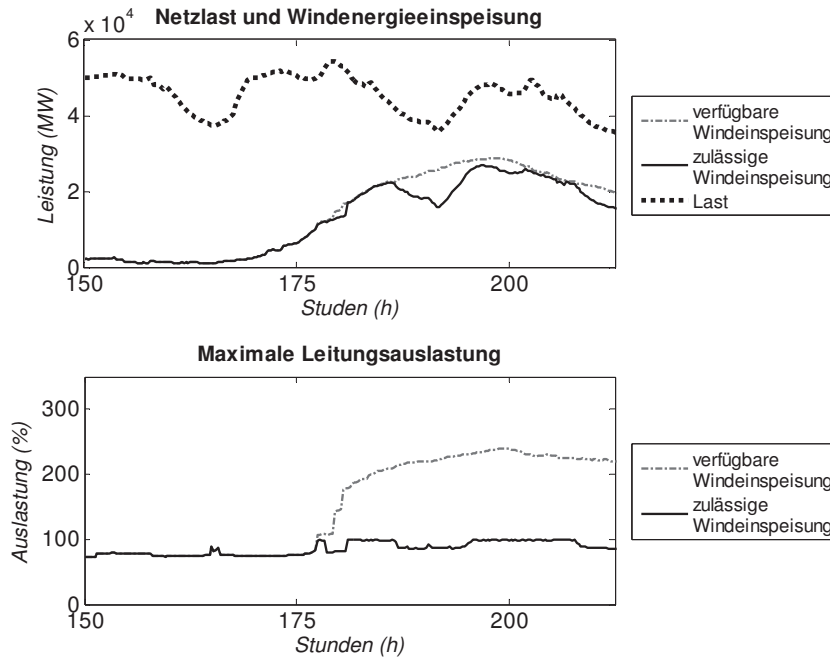


Abbildung 83: Analysemethodik der Windintegration im Netzmodell

Um im Netzmodell 2020 und 2030 die nicht-integrierbare Windenergiemenge zu ermitteln, wurde mit eben beschriebener Methodik die verfügbare und zulässige Windeinspeisung in beiden Testjahren ermittelt und anschließend die Differenz gebildet. Um den Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Windintegration zu testen, wurde die resultierende Ladelast für gesteuertes Nachladen (Ladestrategie 2) gemäß der xEV-Verteilung in Deutschland zur Netzlast addiert und dann erneut die zulässige Windeinspeisung bestimmt. Die Differenz zwischen zulässiger Windeinspeisung mit und ohne xEV ergibt die Energiemenge, die in Situationen starker Netzbelastung tatsächlich zu den Fahrzeugen transportiert werden kann. Die zusätzliche Ladelast durch xEV kann je nach Einspeisesituation zu einer Verbesserung oder Verschlechterung der Netzbelastung führen. Da von gesteuertem Laden der Fahrzeuge ausgegangen wird, wurde angenommen, dass die Fahrzeuge nur dann geladen werden, wenn das Laden mit überschüssiger Windenergie zu einer Verbesserung der Netzbelastung führt. Ausgewertet wurden 15-Minuten-Werte und damit 35.040 Zeitschritte pro Testjahr und Simulation.

6.2.2.2 Leitungsüberlastung durch Ausbau von Windenergieanlagen

Um die Modellannahmen innerhalb des Projektes NET-ELAN konsistent zu halten, wurde für die Prognose des Ausbaus der onshore Windenergie auf Ergebnisse des IKARUS Energiemodells (Referenz-Szenario, siehe Kapitel 7.4) zurück gegriffen. Demnach nimmt die onshore installierte Leistung von heutigen rund 28 GW bis 2020 um 38 % und bis 2030 um 62 % zu. Bezüglich der offshore installierten Leistung wurde basierend auf Angaben der dena davon ausgegangen, dass die installierte Leistung im Jahr 2020 7,2 GW und im Jahr 2030 19,1 GW beträgt [dena, 2011].

Abbildung 84 zeigt die Netzlast, Windenergieeinspeisung und maximale Leitungsauslastung im Netzmodell 2020. Aus Gründen der Übersichtlichkeit der Darstellung ist die zulässige Windeinspeisung nicht in der Grafik enthalten. Man erkennt aber, dass immer wenn eine Leitungsbelastung größer 100 % im unteren Bildabschnitt angezeigt wird, eine Reduktion der eingespeisten Windleistung stattfinden muss. Trotz implementierten Netzausbaus (siehe Abschnitt 6.2.1.2) ist zu 34 % der analysierten Zeitpunkte mindestens eine Leitung mehr als 100 % belastet.

Die Summe der aufgrund der Leitungskapazitäten nicht integrierbaren Windenergie beträgt im Modell 4,79 TWh. Bezüglich der Abschaltung von Windenergieanlagen ist es innerhalb des Netzmodells möglich zu entscheiden, ob die Reduktion der Windenergieeinspeisung zuerst onshore oder offshore erfolgen soll. Im Modell werden für jeden Zeitschritt beide Strategien ausgewertet und dann diejenige gewählt, bei der die höhere Windleistung eingespeist werden kann. Eine Analyse dieser Vorgehensweise zeigt, dass es zu 26,7 % der Zeitpunkte optimal war die onshore-Einspeisung zu drosseln, während in nur 7,2 % der Zeitpunkte eine primäre Drosselung der offshore Windanlagen vorteilhafter war.¹² Trotz dieses deutlichen Ungleichgewichts sind die nicht integrierten Energiemengen on- und offshore mit 2,28 TWh Reduktion onshore und 2,51 TWh Reduktion offshore ungefähr gleich hoch. Diese Tatsache zeigt, dass offshore zu wenigen Zeitpunkten große Energiespitzen nicht eingespeist werden können, während onshore zu vielen Zeitpunkten eine geringe Reduktion notwendig ist.

Um die kritischen Netzabschnitte bei Netzüberlastung zu identifizieren, wurden die fünf Zeitpunkte im Netzmodell 2020 genauer analysiert, in denen die höchsten Leitungsbelastungen identifiziert wurden. Dabei handelt es sich um Prognosen für Tage in den windstarken Monaten Januar, Februar, November und Dezember. Last, Windeinspeisung und maximale Leitungsbelastung zu diesen Zeitpunkten sind Tabelle 29 zu entnehmen. Man erkennt, dass zu allen fünf Zeitpunkten die Einspeisung aus offshore Wind 92 % bis 95 % der installierten Leistung und die Einspeisung aus onshore Wind zwischen 56 % und 70 % der installierten Leistung beträgt. Es handelt sich also um Leitungsüberlastungen aufgrund von starker onshore und offshore Windeinspeisung. Die kritischen Leitungsabschnitte sind in Abbildung 85 gekennzeichnet.

¹² Zu den restlichen Zeitpunkten war keine Reduktion der Windeinspeisung erforderlich

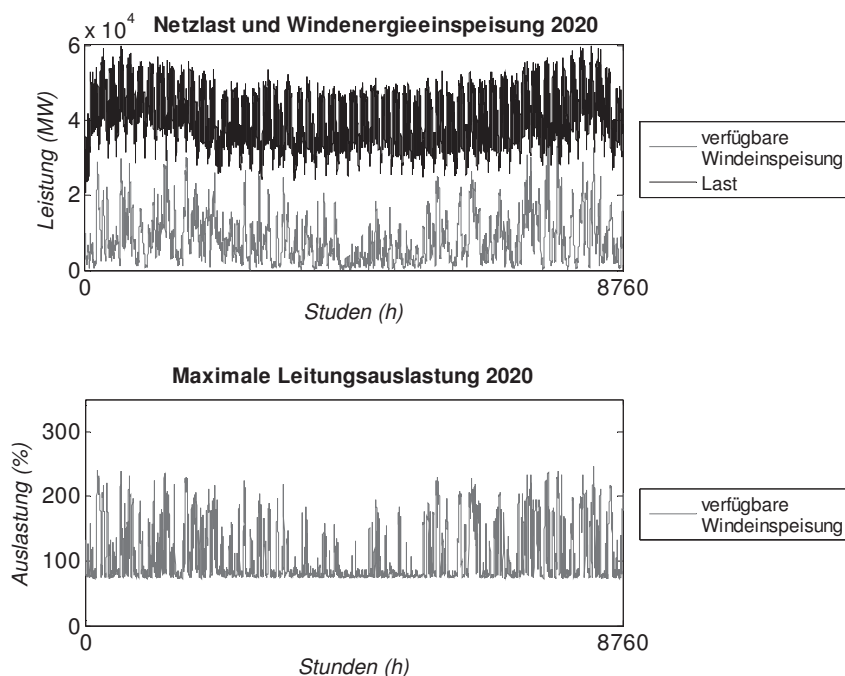


Abbildung 84: Netzlast und verfügbare Windenergieeinspeisung 2020

Datum ¹³	Last	Windeinspeisung onshore	Windeinspeisung offshore	Maximale Leitungsauslastung
08.01.2020	46,0 GW	21,4 GW	7,0 GW	240 %
26.01.2020	60,2 GW	22,9 GW	7,0 GW	240 %
26.02.2020	37,5 GW	21,0 GW	6,8 GW	236 %
11.11.2020	47,2 GW	26,1 GW	7,0 GW	239 %
10.12.2020	40,4 GW	24,4 GW	7,0 GW	246 %

Tabelle 29: Zeitpunkte der maximalen Leitungsbelastung im Netzmodell 2020

¹³ Bei den Daten handelt es sich um Prognosen, die aufgrund einer Hochrechnung auf Basis der Windeinspeisung 2010 und des Ausbaus der installierten Leistung bis 2020 entstanden sind. Es soll keineswegs der Eindruck erweckt werden, dass das Netzmodell vorhersagen könnte, dass es genau an diesen Tagen zu Leitungsüberlastungen kommen wird.

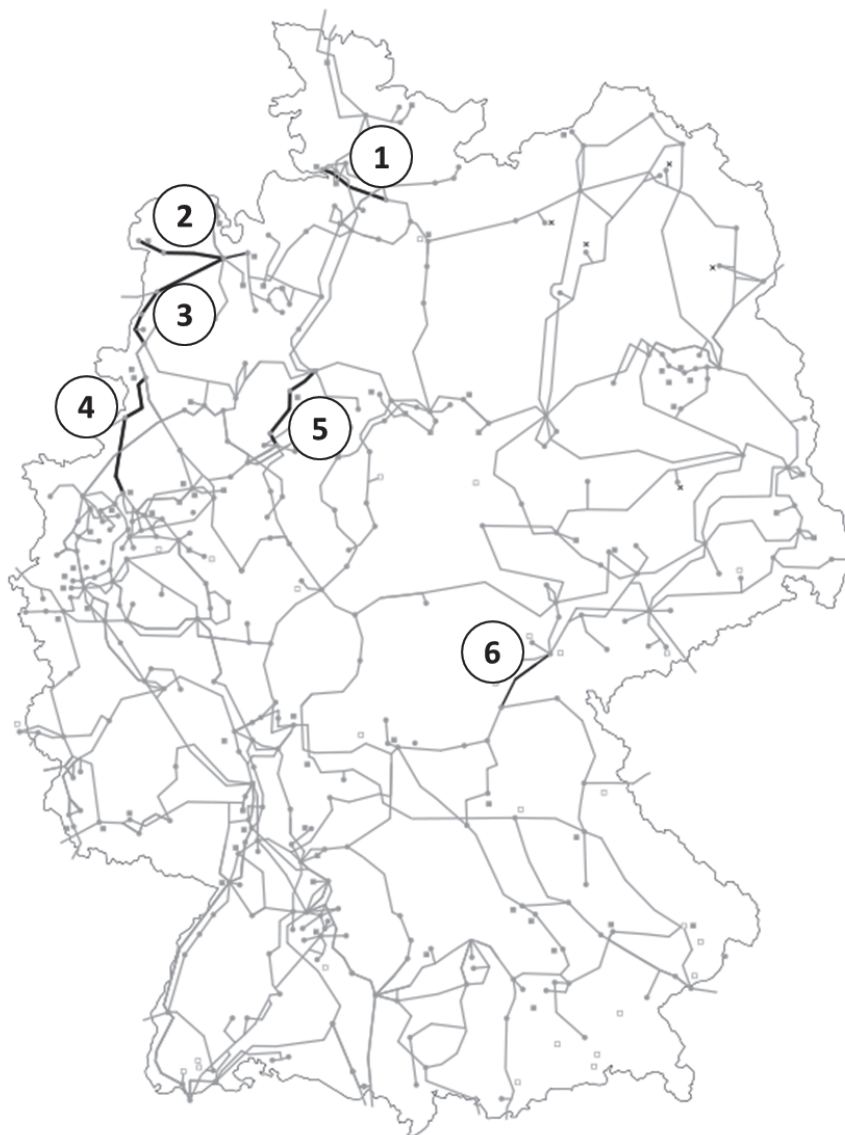


Abbildung 85: Kritische Netzabschnitte im Netzmodell 2020

In allen Einzelanalysen zeigte sich, dass die gleichen Leitungsabschnitte im Netzmodell 2020 betroffen sind. Es handelt sich hierbei um die Leitungen zwischen

- Brunsbüttel und Hamburg Nord (1),
- Emden und Conneforde (2),
- Conneforde und Meppen (3),
- Hanekenfähr und Kusenhorst (4) und
- Landesbergen und Bechterdissen (5).

In einem Szenario war außerdem die bereits im Vergleich zu 2010 verstärkte Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz (6) betroffen. Bei der Leitung zwischen Hanekenfähr und Kusenhorst handelt es sich ebenfalls um ein Teilstück, dass im Netzmodell 2020 im Vergleich zu 2010 verstärkt wurde. Dennoch reicht der Ausbau für die simulierten Belastungen nicht aus.

Die Prognosen für das Netzmodell 2030 zeigen, dass durch den Ausbau der Windenergie onshore wie offshore die verfügbare Windeinspeisung an rund 600 Zeitpunkten größer als die benötigte Netzlast ist. Dies entspricht 546 GWh Windenergie, die schon aus bilanziellen Gründen bei unveränderter Netzlast im Vergleich zu 2010 nicht berücksichtigt werden kann. Abbildung 86 zeigt die Netzlast, Windenergieeinspeisung und maximale Leitungsauslastung im Netzmodell 2030. Im Gegensatz zum Netzmodell 2020 hat sich die maximale Leitungsbelastung von 246 % aufgrund der gestiegenen Windeinspeisung und des damit verbundenen Transportbedarfs auf 639 % im Netzmodell 2030 erhöht.

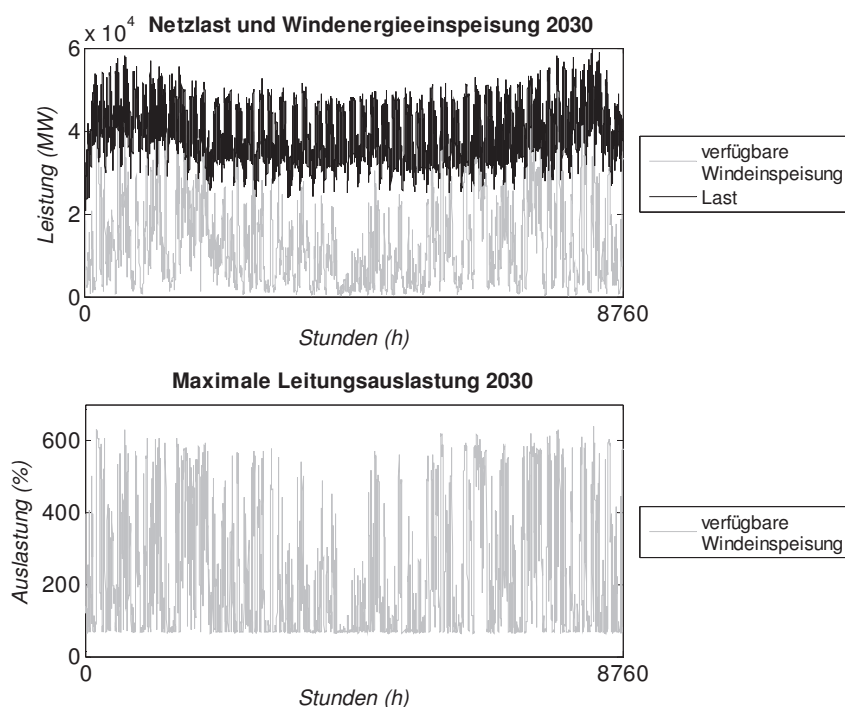


Abbildung 86: Netzlast und verfügbare Windenergieeinspeisung 2030 (Quelle: Eigene Darstellung)

Trotz weiterem Netzausbau ist zu 58 % der Zeitpunkte mindestens eine Leitung aufgrund der Windeinspeisung über 100 % belastet. Dennoch zeigt der Netzausbau Wirkung, da sich die integrierbare Windenergie von 69,37 TWh im Netzmodell 2020 auf 83,83 TWh im Netzmodell 2030 erhöht hat. Da die verfügbare Windenergie ebenfalls zugenommen hat, ist die aufgrund der Leitungskapazitäten nicht integrierbare Windenergiemenge auf rund 39,26 TWh gestiegen. Dies sind 32 % der verfügbaren Windenergie und, wenn man mit einem jährlichen

elektrischen Energieverbrauch von 600 TWh pro Jahr der Bundesrepublik Deutschland ausgeht [Statistisches Bundesamt, 2012], immerhin 6,5 % des bundesweiten elektrischen Energieverbrauchs, der zusätzlich regenerativ gedeckt werden könnte, wenn die Transportkapazitäten bestünden. Unterteilt man die nicht integrierte Windenergie nach dem Ort der Erzeugung in onshore und offshore, so konnten 14,17 TWh onshore und 25,09 TWh offshore Windenergie im Modell nicht integriert werden. Bezüglich der Abschaltungsstrategie im Netzmodell, konnte die integrierte Windenergie maximiert werden, wenn zu 26 % der Zeitpunkte offshore Windanlagen zuerst und zu 74 % der Zeitpunkte onshore Windanlagen zuerst gedrosselt wurden. Dass die nicht integrierbare offshore Windenergiemenge dennoch deutlich größer ist, zeigt, analog zum Netzmodell 2020, dass offshore zu wenigen Zeitpunkten große Energiespitzen nicht eingespeist werden können, während onshore zu vielen Zeitpunkten eine geringe Reduktion notwendig ist. Eine zusammenfassende Übersicht zur Windenergieeinspeisung in den Netzmodellen 2020 und 2030 gibt Tabelle 30.

	Basisdaten 2010	Netzmodell 2020	Netzmodell 2030
verfügbare Windenergie gesamt	35,81 TWh	74,17 TWh	122,81 TWh
verfügbare Windenergie onshore	35,81 TWh	49,47 TWh	58,11 TWh
verfügbare Windenergie offshore	-	24,70 TWh	64,71 TWh
integrierte Windenergie gesamt	35,81 TWh	69,37 TWh	83,83 TWh
integrierte Windenergie onshore	-	47,19 TWh	43,74 TWh
integrierte Windenergie offshore	-	22,19 TWh	39,62 TWh
Zeitpunkte an denen die Reduktion der Windenergie zuerst onshore erfolgen soll	-	26,7 %	24,7 %
Zeitpunkte an denen die Reduktion der Windenergie zuerst offshore erfolgen soll	-	7,2 %	33,3 %

Tabelle 30: Übersicht zur Windenergieeinspeisung in den Netzmodellen 2020 und 2030

Auch im Netzmodell 2030 wurden die fünf Zeitpunkte mit der größten Leitungsbelastung genauer analysiert. Diese sind Tabelle 31 zu entnehmen. Die Windeinspeisung offshore beträgt zu allen fünf Zeitpunkten mit 18,3 GW rund 95 % der installierten Leistung. Die onshore eingespeiste Windleistung beträgt zu den untersuchten Zeitpunkten zwischen 57 % und 76 % der installierten Leistung. Die überlasteten Leitungsabschnitte sind in Abbildung 87 markiert und liegen zwischen

- Brunsbüttel und Hamburg Nord (1),
- Emden und Conneforde (2),
- Conneforde und Abzweig Alfstedt (3)
- Conneforde und Hanekenfähr (4)
- Hanekenfähr und Kusenhorst (5)
- Hanekenfähr und Münster (6)
- Landesbergen und Bechterdissen (7)
- Lauchstedt und Vieselbach (8)

Die im Modell angezeigten starken Leitungsüberlastungen von 600 % und mehr betreffen in allen analysierten Fällen nur das Teilstück zwischen Emden und Conneforde, da hier eine starke Einspeisung von offshore Windenergie vorliegt. Bei den anderen kritischen Leitungsabschnitten zeigt das Netzmodell 2030 Leitungsbelastungen von bis zu 300 % der angenommenen Übertragungskapazität.

Während fast alle identifizierten Leitungsüberlastungen in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber Tennet und Amprion liegen, liegt der Leitungsabschnitt zwischen Lachstedt und Vieselbach (8) in der 50hertz Regelzone. Hierbei handelt es sich um einen Leitungsneubau, der Teil des Netzausbauprojektes Thüringer Strombrücke ist [50Hertz Transmission, 2011c]. Hier kam es zu vier der fünf näher analysierten Zeitpunkte zu einer durchschnittlichen Leitungsbelastung von 110 %. Die Leitungsabschnitte von Grafenrheinfeld nach Oberhaid (9) und von Wechold nach Landesbergen (10) waren nur zu jeweils einem der getesteten Zeitpunkte betroffen. Die Leitungsbelastung im Netzmodell lag bei beiden Abschnitten leicht über 100 %.

Datum ¹⁴	Last	Windeinspeisung onshore	Windeinspeisung offshore	Maximale Leitungsauslastung
11.12.2030	50,3 GW	31,8 GW	18,3 GW	639 %
09.01.2030	45,9 GW	25,1 GW	18,3 GW	630 %
12.11.2030	53,5 GW	33,7 GW	18,3 GW	629 %
02.02.2030	56,7 GW	29,5 GW	18,3 GW	627 %
21.10.2030	46,7 GW	27,7 GW	18,3 GW	620 %

Tabelle 31: Zeitpunkte der maximalen Leitungsbelastung im Netzmodell 2020

¹⁴ Bei den Daten handelt es sich um Prognosen, die aufgrund einer Hochrechnung auf Basis der Windeinspeisung 2010 und des Ausbaus der installierten Leistung bis 2030 entstanden sind. Es soll keineswegs der Eindruck erweckt werden, dass das Netzmodell vorhersagen könnte, dass es genau an diesen Tagen zu Leitungsüberlastungen kommen wird.

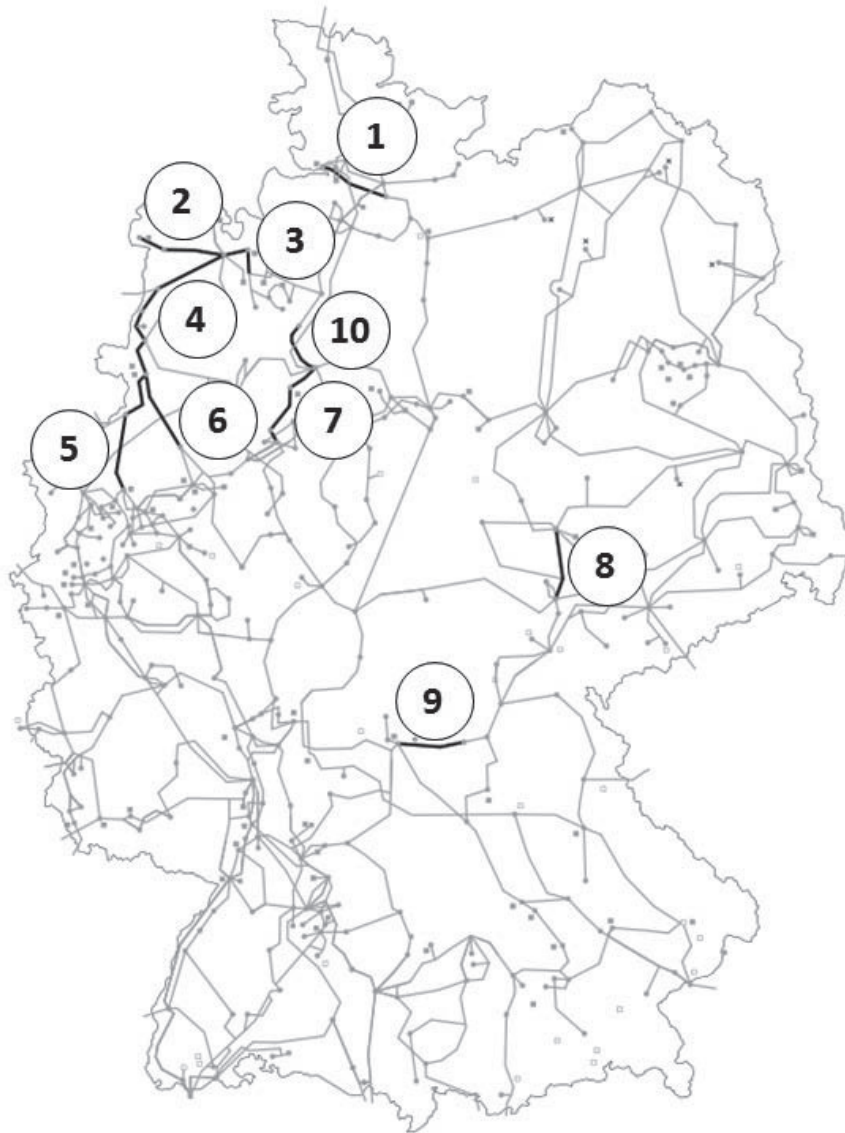


Abbildung 87: Kritische Netzabschnitte im Netzmodell 2030

6.2.2.3 Vermeidung der Abschaltung von Windenergieanlagen durch Elektrofahrzeuge

Sowohl die systemanalytischen Überlegungen in Abschnitt 6.1 als auch die Betrachtungen im Netzmodell haben gezeigt, dass es ein großes Potenzial überschüssiger Windenergie gibt, die man zur Beladung der Elektrofahrzeuge nutzen kann. Es ist jedoch zu untersuchen, ob die Leitungskapazitäten des Übertragungsnetzes für den Energietransport von den Windenergieanlagen zu den Lastknoten, an denen die xEV angeschlossen sind, ausreichen. Hierfür wurde für die prognostizierten 1 Mio. xEV im Jahr 2020 und 6 Mio. xEV im Jahr 2030 Ladelasten gemäß Ladestrategie 1 und 2 (siehe Abschnitt 6.1.2) angenommen.

Die Analysen im Netzmodell 2020 mit einer xEV-Flotte von 1 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen zeigen, dass bei ungesteuertem Laden gemäß Ladestrategie 1 zusätzlich 120 GWh in das Netzmodell integriert werden können. Dies entspricht rund 2,4 % der ansonsten nicht integrierbaren Windenergiemenge. Durch gesteuertes Nachtladen gemäß Ladestrategie 2 lässt sich die integrierbare Windenergiemenge im gleichen Netzmodell sogar auf rund 360 GWh steigern, was 7,5 % der ansonsten nicht integrierbaren Windenergiemenge entspricht. Im Netzmodell 2030 ermöglicht eine elektrifizierte Flotte von 6 Mio. BEVs sogar die zusätzliche Integration von 1,5 TWh ansonsten nicht integrierbarer Windenergie bei ungesteuertem Laden bzw. 3,0 TWh bei gesteuertem Nachtladen. Da, wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, im Netzmodell 2030 die nicht integrierbare Windmenge im Vergleich zu 2020 gestiegen ist, beträgt der relative Beitrag der xEV-Flotte zur zusätzlichen Windenergieintegration 4,1 % bei ungesteuertem bzw. 8,3 % bei gesteuertem Laden. In Tabelle 32 findet sich eine Übersicht der zusätzlich durch EVs integrierbaren Windenergie bei den untersuchten Lademodellen. Während die Ergebnisse zeigen, dass die Lademodelle und damit die Zeiten in denen die xEV für das Netz verfügbar sind, einen großen Einfluss auf die zusätzlich integrierbare Windenergiemenge haben, konnte der Einfluss einer unterschiedlichen Verteilung der xEV in Deutschland im Modell nicht gemessen werden. Sowohl die Verteilung gemäß der Bevölkerungsdichte der Landkreise als auch die Verteilung gemäß der Modellregionen Elektromobilität, wie sie in Abschnitt 6.2.1.4 beschrieben wurden, führt zu keinen signifikanten Änderungen der zusätzlich integrierbaren Windenergiemenge durch xEV.

	nicht integrierbare Windenergie ohne xEV	integrierbare Windenergie bei ungesteuertem Laden	integrierbare Windenergie bei gesteuertem Laden
Netzmodell 2020	4,8 TWh	0,1 TWh	0,4 TWh
Netzmodell 2030	36,9 TWh	1,5 TWh	3,0 TWh

Tabelle 32: Zusätzlich integrierbare Windenergie durch xEV

Im Vergleich zu den bilanziellen Potenzialen in Abschnitt 6.1 ist die relative zusätzliche Windenergieintegration in der Analyse des Stützjahres 2020 von 11 % auf 7,5 % gesunken, während sie in der Analyse des Stützjahres 2030 von 20 % in der Potenzialabschätzung auf

8,3 % im Netzmodell absinkt.¹⁵ Vergleicht man die Energiemengen in absoluten Zahlen, fallen die Unterschiede weniger deutlich aus. Im Modell 2030 sinkt die Energiemenge von 3.600 GWh zusätzlich genutzter Windenergie in der Potenzialabschätzung¹⁶ auf rund 3.000 GWh bei Berücksichtigung der Leitungskapazitäten. Im Modell 2020 kann man sogar einen leichten Anstieg der zusätzlich nutzbaren Windenergiemenge durch xEV von 310 GWh in der Potenzialabschätzung auf 360 GWh unter Berücksichtigung der Leitungskapazitäten erkennen. Der Grund für den Anstieg der absoluten Energiemenge bei gleichzeitigen sinken des relativen Anteils liegt darin, dass sich durch Berücksichtigung der Leitungskapazitäten die nicht integrierbare Windenergiemenge von 2.800 GWh in der Potenzialabschätzung auf 4.800 GWh im Netzmodell 2020 erhöht hat. Tabelle 33 zeigt die Ergebnisse der Potenzialabschätzung aus Abschnitt 6.1 im Vergleich mit den Ergebnissen der Netzmodelle. Es fällt auf, dass die Berücksichtigung der Leitungskapazitäten einen deutlichen Einfluss auf die Menge der nicht integrierbaren Windenergie hat, die im Netzmodell deutlich steigt, wohingegen die durch xEV zusätzlich integrierbare Windenergiemenge keinen großen Schwankungen unterliegt.

Szenario-Jahr	Modellansatz	verfügbare nicht integrierbare Windenergie	durch xEV zusätzlich integrierbare Windenergie
2020	Potenzial ¹⁶	2.800 GWh	310 GWh 11 %
	Netzmodell	4.800 GWh	360 GWh 8 %
2030	Potenzial ¹⁶	18.000 GWh	3.600 GWh 20 %
	Netzmodell	39.300 GWh	3.000 GWh 8 %

Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse aus der Potenzialabschätzung mit denen der Netzmodelle

Verstärkt man die in Abbildung 85 und Abbildung 87 gekennzeichneten kritischen Netzabschnitte gemäß den in den Netzmodellen gemessenen Belastungen, kann man zwei Effekte beobachten. Erstens vermindert sich die nicht integrierbare Windmenge, da eine erhöhte Transportkapazität vom Ort der Erzeugung hin zu den Verbrauchern besteht. Der Windenergieüberschuss reduziert sich im Netzmodell 2020 um 1,4 TWh bzw. im Netzmodell 2030 um 17,8 TWh. Zweitens kann durch weiteren Leitungsausbau das Speicherpotenzial der xEV-Flotte besser genutzt werden. Bei gesteuertem Nachtladen können im verstärkten Netzmodell 2020 400 GWh überschüssige Windenergie gespeichert werden. Im verstärkten Netzmodell 2030 können die 6 Mio. xEV sogar 4.500 GWh überschüssige Windenergie speichern. Tabelle 34 vergleicht die Ergebnisse aus der Potenzialrechnung in Abschnitt 6.1¹⁶ mit den Ergebnissen der verstärkten Netzmodelle.

¹⁵ Dabei wird in beiden Ansätzen jeweils die ermittelte verfügbare Überschussenergie (0-24 Uhr) mit der durch EV zusätzlich nutzbaren Windenergie verglichen.

¹⁶ Die in der Potenzialabschätzung in Abschnitt 6.1 angegebenen Werte sind größer als die hier angegebenen, weil hier nur die tatsächlich verfügbaren Windenergiedaten berücksichtigt sind, die nicht für das ganze Jahr vorliegen. Hingegen wurden in Abschnitt 6.1 die verfügbaren Daten auf das ganze Jahr hochgerechnet.

Szenario-Jahr	Modellansatz	verfügbare nicht integrierbare Windenergie	durch xEV zusätzlich integrierbare Windenergie
2020	Potenzial ¹⁷	2.800 GWh	310 GWh 11 %
	Netzmodell	3.400 GWh	400 GWh 12 %
2030	Potenzial ¹⁷	18.000 GWh	3.600 GWh 20 %
	Netzmodell	19.100 GWh	4.500 GWh 24 %

Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse aus der Potenzialabschätzung mit denen der Netzmodelle bei verstärkten Leitungen

Im Vergleich zu Tabelle 33 fällt auf, dass die Verstärkung der kritischen Leitungsabschnitte zu einer Angleichung der Ergebnisse beider Modellansätze geführt hat. Die durch xEV zusätzlich integrierbare Windenergie ist in den Netzmodellen immer noch etwas höher als in der Potenzialrechnung, da auch die verfügbare aber nicht integrierbare Windenergie in den Netzmodellen aufgrund der immer noch bestehenden Leitungsrestriktionen höher ist.

Bisher wurde in allen Modellrechnungen in diesem Abschnitt davon ausgegangen, dass die gesamte xEV-Flotte aus Batteriefahrzeugen besteht, die an gesteuertem Nachladen zur Aufnahme überschüssiger Windenergie partizipieren. Wahrscheinlicher ist, dass nur ein Teil der Elektrofahrzeuge für solche Anwendungen zur Verfügung stehen wird. Daher wurde im Rahmen der Untersuchungen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt in der die Windenergieintegration verschiedener xEV-Flottengrößen evaluiert wurde. Abbildung 88 zeigt die Ergebnisse für das Netzmodell 2020. Die Flottengröße wurde in der Analyse zwischen 250.000 und 2,5 Mio. variiert. Man erkennt einen fast linearen Anstieg, sodass die Windenergieintegration maximiert werden kann, wenn die Zahl der teilnehmenden Fahrzeuge möglichst groß ist.

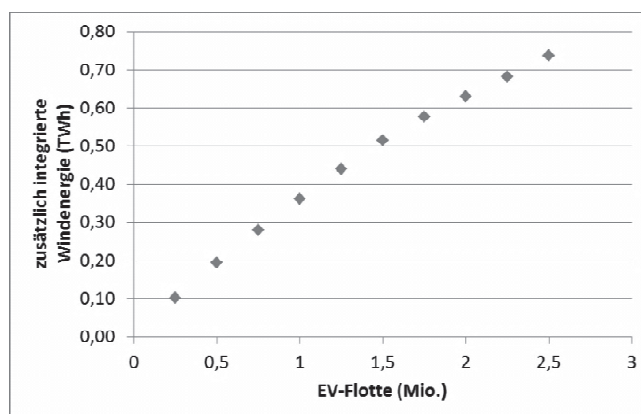


Abbildung 88: Windintegration durch xEV im Netzmodell 2020

¹⁷ Die in der Potenzialabschätzung in Abschnitt 6.1 angegebenen Werte sind größer als die hier angegebenen, weil hier nur die tatsächlich verfügbaren Windenergiedaten berücksichtigt sind, die nicht für das ganze Jahr vorliegen. Hingegen wurden in Abschnitt 6.1 die verfügbaren Daten auf das ganze Jahr hochgerechnet.

Im Netzmodell 2030 wurde die xEV-Flottengröße in der Sensitivitätsanalyse zwischen 1 Mio. und 10 Mio. variiert. Da die überschüssige Windenergie im Netzmodell 2030 stark zugenommen hat, können 1 Mio. xEV 2030 mit mehr als doppelt so viel überschüssiger Windenergie versorgt werden als 2020. Die integrierbare überschüssige Windenergie steigt bis zu einer Flottengröße von 4 Mio. stark an bevor sie dann deutlich abflacht. Die durch 5 Mio. xEV integrierte Windmenge ist annähernd so groß wie die bei einer Flotte von 6 Mio. xEV. Danach sinkt die integrierbare Windenergiemenge sogar mit weiter steigender Flottengröße. Grund hierfür ist, dass die Elektrofahrzeuge im Modell immer als Gesamtheit hinzugeschaltet werden. Bei einer Flottengröße von 7 Mio. und mehr entstehen daraus negative Effekte bezüglich der Netzbelastung, die sich auf die integrierte Windenergiemenge auswirken.

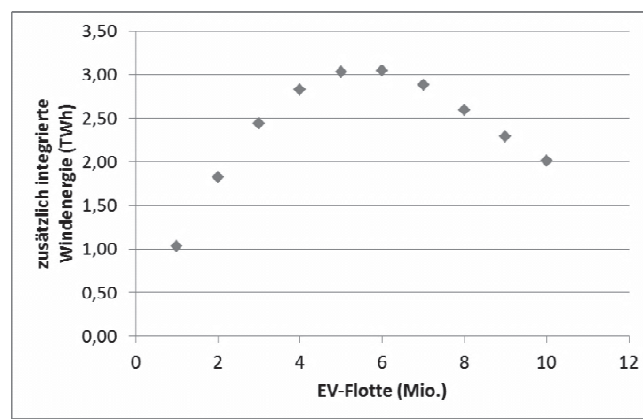


Abbildung 89: Windintegration durch xEV im Netzmodell 2030

Eine weitere wichtige Modellannahme, die kritisch hinterfragt werden muss, liegt in der Festlegung, dass zwischen 20 GW und 30 GW konventionell erzeugt werden müssen, um den Netzbetrieb gewährleisten zu können [dena, 2005]. Der größte Teil des ermittelten Windüberschusses basiert auf dieser Annahme, da oftmals die Differenz zwischen benötigter Last und verfügbarer Windenergie kleiner als 20 GW ist. Im Netzmodell 2020 ist dies zu 8 % der untersuchten Zeitpunkte der Fall, während diese Bedingung im Netzmodell 2030 sogar für 26 % der untersuchten Zeitpunkte erfüllt ist.

Da die in diesem Abschnitt verwendeten Modelle und Berechnungsmethoden keine Aussage zulassen, wie viel Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken für den Betrieb des Netzes notwendig ist, ist es wichtig auch in Bezug auf diese Größe die Modellergebnisse auf Sensitivität zu untersuchen. Dazu wurde, ergänzend zu den bestehenden Analysen, die überschüssige Windenergie und die Aufnahmefähigkeit der xEV-Flotten ohne konventionelle Mindesterzeugung ermittelt. In diesem Fall reduziert sich die nicht integrierte Windenergie im Netzmodell 2020 auf 2,3 TWh und im Netzmodell 2030 auf 14,2 TWh. Aufgrund des geringeren Windenergieüberschusses reduziert sich auch die Energiemenge, die durch die xEV-Flotten aufgenommen wird. Im Netzmodell 2020 führt ungesteuertes Laden von 1 Mio. xEV in diesem Fall zu einer zusätzlichen Integration von 70 GWh überschüssiger Windenergie, während gesteuertes Nachladen die Integration von zusätzlichen 40 GWh ermöglicht. Im Netzmodell 2030 steigen diese Werte für 6 Mio. xEV auf 140 GWh bei ungesteuertem und

80 GWh bei gesteuertem Laden. Tabelle 35 zeigt die absoluten und relativen zusätzlich integrierten Windenergiemengen im Vergleich. Im Vergleich zu allen anderen bisher durchgeführten Untersuchungen ist auch der relative Beitrag der xEV-Flotte zur Windenergieintegration deutlich gesunken. Dies zeigt, dass EVs weniger bei starken Windenergiespitzen als Speicher geeignet sind, weil hier die Übertragung im Netz nicht gewährleistet werden kann, sondern dann eine Rolle spielen, wenn auch mittelstarke Windeinspeisungen aufgrund der konventionellen Mindesterzeugung abgeworfen werden müssten.

	nicht integrierbare Windenergie ohne xEV	integrierbare Windenergie bei ungesteuertem Laden		integrierbare Windenergie bei gesteuertem Laden	
Netzmodell 2020	2.300 GWh	70 GWh	3 %	40 GWh	2 %
Netzmodell 2030	14.200 GWh	220 GWh	2 %	120 GWh	1 %

Tabelle 35: Zusätzlich integrierbare Windenergie ohne Berücksichtigung der konventionellen Mindesterzeugung

6.3 Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz aufgrund von Elektromobilität

6.3.1 Erweiterung des Netzmodells für nicht-lineare Leistungsflussberechnungen

Zur Abschätzung der zulässigen xEV-Integration in den Netzmodellen 2020 und 2030, sind keine Zeitreihenanalysen wie im Abschnitt 6.2 notwendig, sondern es ist ausreichend, einzelne Zeitpunkte starker Netzbelastung auszuwerten. Dies geschah mit Hilfe der nicht-linearen Leistungsflussberechnung, die neben Wirkleistungsflüssen auch Blindleistungsflüsse und die Knotenspannungen im Netz berücksichtigt. Hierfür wurden die Netzmodelle hinsichtlich Blindleistungsbereitstellung und Kraftwerkseinsatz weiterentwickelt.

6.3.1.1 Blindleistungsbereitstellung im Netzmodell

Neben Wirkleistung benötigen Verbraucher in Energieversorgungsnetzen Blindleistung zum Aufbau der magnetischen Felder. Da sich diese Felder bei Wechselstrom im Takt der Frequenz auf und wieder abbauen, pendelt diese Energie zwischen Erzeuger und Verbrauchsmittel und belastet somit die Betriebsmittel des Netzes zusätzlich. Der Leistungsfaktor ist ein Maß dafür, welcher Teil der Scheinleistung in Wirkleistung und welcher Teil in Blindleistung umgesetzt wird. Bei einem Leistungsfaktor kleiner als 0,9, führt die Blindleistung zu merklich größeren Strömen und damit zu erhöhten Verlusten in den Leitungen [Heuck et al., 2010].

Die Blindleistung muss, wie die Wirkleistung auch, von den Generatoren gedeckt werden, falls diese nicht durch Kondensatoren, die möglichst nahe an den Verbrauchern liegen, entlastet werden [Heuck et al., 2010]. Die Vorteile der Blindleistungskompensation liegen für große Verbraucher in der Möglichkeit Blindstromkosten einzusparen, während sie von Energieversorgungsunternehmen darin gesehen werden, dass durch eine Reduktion der Blindleistung, die über die Betriebsmittel fließt, diese entlastet werden und somit Investitions- und

Wartungskosten für das Versorgungsnetz gespart werden können. Ergebnis der Kompensation sind geringere Verluste und ein geringerer Spannungsabfall an den Betriebsmitteln [ESKAP Energietechnik, 2005].

Im Netzmodell wird die zum Netzbetrieb erforderliche Blindleistung in drei Stufen bereit gestellt. Zum einen ist für die Lastknoten ein Leistungsfaktor von 0,95 implementiert, da idealerweise angenommen wird, dass die Blindleistung auf den darunter liegenden Spannungsebenen dementsprechend kompensiert wird. Außerdem stellen die Kraftwerke Blindleistung für den Netzbetrieb zur Verfügung [BDEW, 2007]. Für die Modellierung wurde eine Blindleistungskompensation bzw. -bereitstellung zwischen -41 % und +33 % der Wirkleistung gemäß Abbildung 90 gewählt. Ein Kraftwerk kann im Modell nur dann zur Blindleistungskompensation verwendet werden, wenn es auf Basis der Merit Order benötigt wird und auch Wirkleistung liefert.

Erste Versuche mit dem Netzmodell 2010 haben unter der Verwendung real gemessener Daten als Input für Wind und Last Spannungstrichter an einigen Regionen gezeigt. Da es nicht möglich war weitere Informationen zur Lage der Blindleistungskompensationseinheiten im Übertragungsnetz zu erhalten, wurde für das Modell jeweils eine Zentralkompensation in Höhe von 150 MVar an den Knoten, an denen in der Simulation ein Spannungstrichter auftrat, angenommen.

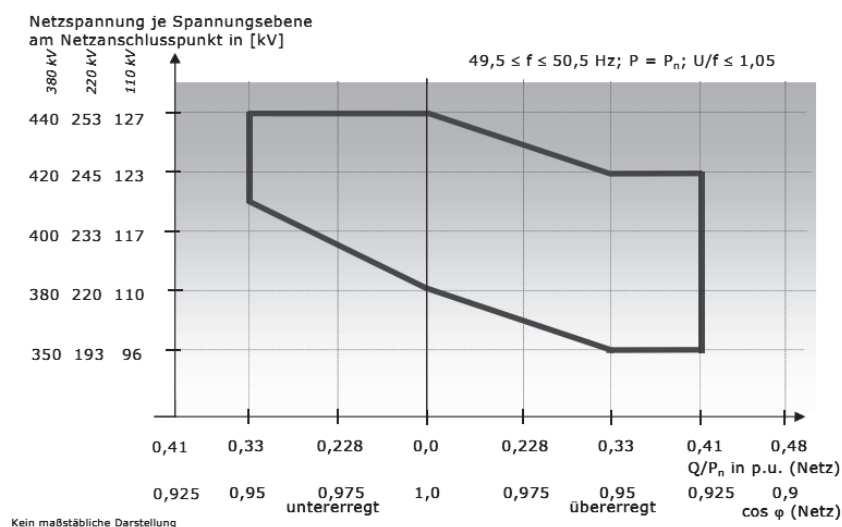


Abbildung 90: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz [BDEW, 2007]

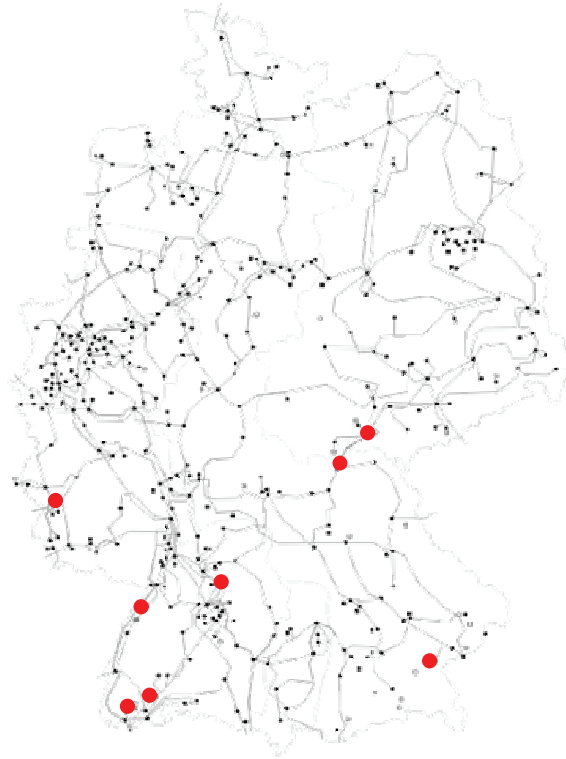


Abbildung 91: Regionen mit Spannungstrichtern im Netzmodell bei nicht-linearer Leistungsflussberechnung

6.3.1.2 Kraftwerkseinsatz unter ökonomischen und technischen Randbedingungen

Der Kraftwerkseinsatz unterliegt technischen Randbedingungen der Kraftwerke. Während Gasturbinen für relativ kurze Zeiträume zu Spitzenlastzeiten produzieren können, liefern Grundlastkraftwerke wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke Energie über einen sehr langen Zeitraum. Ein Braunkohlekraftwerk wird folglich bei kurzzeitigen Lastsenken (wie sie beispielsweise durch eine starke Windeinspeisung entstehen können) nicht vom Netz genommen werden, selbst wenn es für diesen Augenblick laut Merit Order nicht benötigt werden würde.

Da der Leistungsfluss hier nur zu einzelnen, für das Netz kritischen Zeitpunkten betrachtet wird, ist die Vorgeschichte und damit die Antwort auf die Frage, welche Kraftwerke laufen und welche nicht, nicht bekannt. Um eben beschriebenen Effekt dennoch zu berücksichtigen, ist in das Modell die Restriktion implementiert, dass ein Grundlastkraftwerk generell immer am Netz ist. Wenn nun die Summe der installierten Leistungen der Grundlastkraftwerke und der eingespeisten erneuerbaren Energien die Summe der Lasten überschreitet, werden alle Grundlastkraftwerke nur zu einem gewissen Prozentsatz ausgelastet um ein Gleichgewicht

zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. Erst wenn die Auslastung aller Grundlastkraftwerke unter 60 % liegt werden einzelne Kraftwerke gemäß der Merit Order abgeschaltet bis eine Auslastung von 60 % erreicht ist. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke werden im Dispatch erst berücksichtigt, wenn die Auslastung aller Grundlastkraftwerke bei 95 % liegt. Diese Obergrenze wurde gewählt, um die verpflichtende Vorhaltung von Regelenergie zu berücksichtigen [BDEW, 2007].

6.3.2 Einfluss des Ladens von Elektrofahrzeugen auf das Übertragungsnetz

6.3.2.1 Methodik der Untersuchung

Wie im Abschnitt 6.2 gezeigt wurde, führt der Ausbau der Windenergie zu Überlastungen im Übertragungsnetz und macht einen weiteren Netzausbau erforderlich, wenn man die Integration zusätzlicher Energiemengen aus Windenergie ermöglichen möchte. Um eine Analyse der potentiellen Leitungsbelastungen durch xEV zu ermöglichen, werden in diesem Abschnitt einzelne Netzsituationen bei niedriger bis moderater Windeinspeisung untersucht. Somit soll vermieden werden, dass die Netzbelastung durch Windenergieintegration die zu untersuchende Problematik der Integration von Elektrofahrzeugen überlagert.

In einer Worst-Case-Analyse wurde für die Netzmodelle 2020 und 2030 angenommen, dass keine Windenergie und keine Kapazitäten aus Pumpspeicherkraftwerken zum Zeitpunkt der Spitzenlast zur Verfügung stehen. Anschließend wurde die Anzahl der gleichzeitig ladenden EVs erhöht bis es zu Verletzungen der Grenzwerte für die Leitungsbelastung oder des Spannungsbandes kam. Da die Erzeugungskapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer schnellen Regelbarkeit zur Deckung der Spitzenlast verwendet werden, wurde außerdem mit der gleichen Methode ein zweites, abgemildertes Worst-Case-Szenario getestet. In diesem ist zwar immer noch keine Windeinspeisung, dafür aber die Einspeisung aus den im Netzmodell implementierten Pumpspeicherkraftwerken erlaubt.

Die Veränderung des Kraftwerksparks in den Netzmodellen 2020 und 2030 richtet sich nach Szenario-Rechnungen des ebenfalls in NET-ELAN verwendeten Energiemodells IKARUS (vergleiche hierzu Kapitel 7.4 und Abschnitt 6.2.1.3). Die darin berücksichtigten Klimaschutzziele der Bundesregierung und der Kernenergieausstieg führen zu einem Rückgang der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke zugunsten eines starken Windenergieausbaus. Daher sind die beiden eben skizzierten Worst-Case-Szenarien vor allem bezüglich der Analysen im Netzmodell 2030 nicht allein aussagekräftig, da man generell mit einer Windeinspeisung aufgrund der hohen Erzeugungskapazitäten onshore und offshore rechnen muss. Abbildung 92 und Abbildung 93 zeigen Häufigkeitsverteilungen für die Windenergieeinspeisung in den Netzmodellen 2020 bzw. 2030. Alle Winddaten sind auf Basis der tatsächlich gemessenen Windeinspeisungen 2010 und dem angenommenen Anstieg der installierten Leistung hochgerechnet.

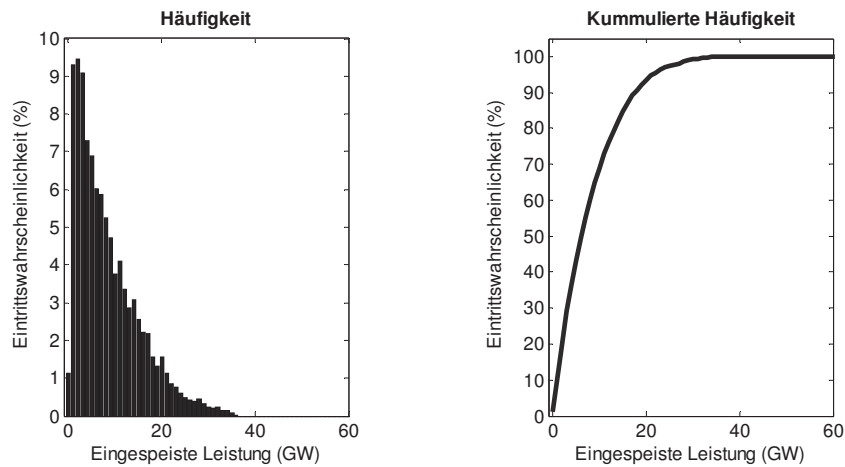


Abbildung 92: Verteilung der Windeinspeisung Netzmodell 2020 (Basisjahr 2010)

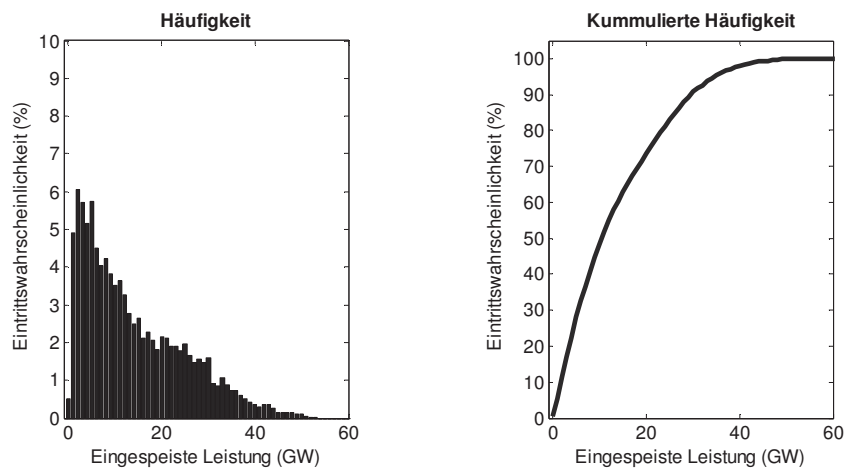


Abbildung 93: Verteilung der Windeinspeisung Netzmodell 2030 (Basisjahr 2010)

Um die maximale Integration von Elektrofahrzeugen in die Netzmodelle 2020 und 2030 auch unter Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung zu untersuchen, wurde in einer finalen Analyse sowohl die Größe der xEV-Flotte schrittweise erhöht, als auch die onshore und offshore Windeinspeisung variiert. Für diese Variation wurden aus den Häufigkeitsverteilungen der Windenergieeinspeisung für onshore und offshore Quantile berechnet, die die einzelnen Untersuchungsschritte darstellen. Für jedes Quantil wurde die xEV-Anzahl erhöht, bis es durch die xEV zu Grenzwertverletzungen im Netzmodell kommt. Dabei wurde die Windeinspeisung onshore und offshore jeweils nur so weit erhöht, dass es in den Netzmodellen zu keinen Leitungsüberlastungen aufgrund der Windeinspeisung kam. Tabelle 36 gibt eine Übersicht über die in der Analyse verwendeten Quantile für die Windeinspeisung. Das 10-%-Quantil bedeutet beispielsweise, dass in 90 % der Fälle mindestens diese Windenergiemenge im Modell zu Verfügung stand. Damit kann eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit

getroffen werden, mit der diese Windenergiemenge sicher eingespeist wird und damit zur Deckung der zusätzlichen Last durch Elektrofahrzeuge genutzt werden kann.

Quantil	Netzmodell 2020		Netzmodell 2030	
	onshore	offshore	onshore	offshore
10 %-Quantil	0,65 GW	0,21 GW	0,77 GW	0,54 GW
20 %-Quantil	1,20 GW	0,56 GW	1,40 GW	1,47 GW
30 %-Quantil	1,88 GW	0,95 GW	2,21 GW	2,51 GW
40 %-Quantil	2,75 GW	1,42 GW	3,23 GW	3,74 GW
50 %-Quantil	3,84 GW	2,01 GW	4,51 GW	5,29 GW
60 %-Quantil	5,14 GW	2,87 GW	6,04 GW	7,56 GW
70 %-Quantil	6,89 GW	4,05 GW	8,09 GW	10,66 GW
80 %-Quantil	9,27 GW	5,68 GW	10,88 GW	14,97 GW
90 %-Quantil	13,35 GW	6,64 GW	15,68 GW	17,49 GW

Tabelle 36: Quantile der Windeinspeisung

6.3.2.2 Integration von Elektrofahrzeugen in den Netzmodellen 2020 und 2030

Um die Auswirkungen des Ladens von Elektrofahrzeugen auf das Übertragungsnetz zu testen, wurde die Annahme getroffen, dass die Elektrofahrzeuge gemäß ihrer örtlichen Verteilung als zusätzliche Last an den Lastknoten anliegen. Die Frage, inwieweit diese zusätzliche Last über das Verteilnetz überhaupt hin zu den Hochspannungslastknoten geleitet werden kann, wird in Abschnitt 6.4 diskutiert. Alle im Folgenden gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf eine Ladeleistung von 3,3 kW. Grenzwerte der xEV-Integration für höhere Ladeleistungen können einfach aus den gegebenen Werten umgerechnet werden. Verdreifacht man beispielsweise die Ladeleistung auf 9,9 kW, so ist die Gesamtanzahl der integrierbaren EVs durch drei zu teilen.

Im Netzmodell 2020 können im Worst-Case-Szenario bei einer Spitzenlast von 62,2 GW und ohne Einspeisung von Windenergieanlagen und Pumpspeicherkraftwerken 2 Mio. EVs gleichzeitig beladen werden, ohne dass es zu Leitungsüberlastungen kommt. Möchte man 2,5 Mio. Fahrzeuge gleichzeitig laden, kommt es zu einer Überlastung auf dem Leitungsabschnitt zwischen Streumen und Niederwartha bei Dresden. Durch die ladenden xEV steigt nicht nur die zu deckende Last, sondern auch die Verluste im Übertragungsnetzmodell von 1,47 % ohne xEV auf 1,50 % bei 2 Mio. ladenden xEV. Vergleicht man die Knotenspannungen so führen 2 Mio. xEV zu einer maximalen Veränderung der Knotenspannung um 0,016 p.u. was zu keiner Verletzung der zulässigen Grenzwerte führt.

Erlaubt man im Netzmodell 2020 die Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken, so ist die Integration von 4 Mio. gleichzeitig ladenden xEV zum Zeitpunkt der Spitzenlast möglich. Außerdem ändern sich durch die veränderte Einspeisung die Leistungsflüsse im Netz, sodass der kritische Leitungsabschnitt mit einer Belastung von annähernd 99 % zwischen Obera-

chern und Oberbrunn bei München liegt. Die maximale Veränderung der Knotenspannung im Vergleich liegt in diesem Szenario bei 0,035 p.u. durch das Laden von 4 Mio. xEV. Auch hier werden die zulässigen Grenzwerte für die Spannung durch das Laden der xEV nicht verletzt. Untersucht man das Verhalten des Netzmodells 2020 bei gleichzeitigem Laden von 4,5 Mio. Fahrzeugen, so kommt es auf eben genannten Leitungsabschnitt bei München zu einer ersten Überlastung. Viel gravierender ist jedoch, dass die im Netzmodell verfügbare installierte Leistung zur Beladung von 4,5 Mio. xEV zum Zeitpunkt der Spitzenlast nicht mehr ausreicht. Dies zeigt, dass die Erzeugung im Jahr 2020 in einem großen Ausmaß auf Windenergie angewiesen sein wird.

Dieser Effekt tritt im Netzmodell 2030 noch deutlicher zu Tage. Durch die starken Veränderungen im Kraftwerkspark hin zu einem hohen Anteil erneuerbarer Energiequellen ist die verfügbare installierte Leistung aus konventionellen Kraftwerken so weit gesunken, dass das Worst-Case-Szenario ohne Windeinspeisung und ohne der Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken nicht einmal die Spitzenlast decken kann, selbst wenn keine Elektrofahrzeuge zum gleichen Zeitpunkt laden. Lässt man die Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken im Netzmodell 2030 zu, so kann die Spitzenlast gedeckt werden. Allerdings ist der konventionelle Kraftwerkspark dabei so stark ausgelastet, dass nicht einmal 1 Mio. Elektrofahrzeuge zusätzlich geladen werden können. Zur Untersuchung der xEV-Integration ist daher v.a. im Netzmodell 2030 die Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung notwendig.

Um eine Aussage darüber machen zu können, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine gewisse Windenergiemenge zur Verfügung steht, wurden aus den Häufigkeitsverteilungen der onshore und offshore Windenergieeinspeisung Quantile gebildet. Bevor für jedes Quantil die maximal mögliche xEV-Integration bestimmt wurde, wurde das Szenario ohne zusätzliche Last von xEV getestet, um zu vermeiden, dass es Leitungsüberlastungen aufgrund von zu starker Windenergieeinspeisung gibt.

Sowohl bei einer Windenergieeinspeisung von 0,77 GW onshore und 0,54 GW offshore (10 %-Quantil) also auch bei einer Windenergieeinspeisung von 1,40 GW onshore und 1,47 GW offshore (20 %-Quantil) ist im Netzmodell 2030 eine zusätzliche Beladung von 1 Mio. xEV zum Zeitpunkt der Spitzenlast nicht möglich, weil nicht genügend Erzeugungskapazität vorhanden ist. Bei einer Windenergieeinspeisung von 2,21 GW onshore und 2,51 GW offshore (30 %-Quantil) ist eine Beladung von EVs möglich, allerdings kommt es zu ersten Leitungsüberlastungen an der Küste aufgrund der Einspeisung der offshore Windenergie. Daher wurde im Modell die offshore Einspeisung bei 1,47 GW (20 %-Quantil) konstant gehalten, während die Windeinspeisung onshore weiter Schritt für Schritt erhöht wurde. Bei einer Windenergieeinspeisung onshore von 2,21 GW ist es dann möglich 1 Mio. Fahrzeuge gleichzeitig zu laden, während sich diese Anzahl bei einer onshore Windeinspeisung von 10,88 GW auf 3,5 Mio. xEV erhöht. Tabelle 37 fasst die einzelnen Untersuchungsschritte zusammen. In allen Fällen war eine weitere Erhöhung der gleichzeitig ladenden xEV nicht mehr möglich, weil die Erzeugungskapazität hierfür nicht ausgereicht hat. Stark belastet, allerdings nicht überlastet, war der Leitungsabschnitt zwischen Irsching und Zolling in Bayern, wenn die Anzahl gleichzeitig ladender EVs über 3 Mio. lag. Liegt die onshore Windenergieeinspeisung im Netzmodell bei 15,68 GW (90 %-Quantil), kommt es bei Spitzenlast auch

ohne zusätzliche Last von xEV zu Leitungsüberlastungen aufgrund der Windenergieeinspeisung.

Im Netzmodell 2020 führt das Erhöhen der Windenergieeinspeisung nicht zu einer Veränderung der ermittelten Maximalzahl gleichzeitig ladender EVs. Sowohl bei einer Windenergieeinspeisung von 0,65 GW onshore und 0,21 GW offshore (10 %-Quantil), als auch bei einer Windenergieeinspeisung von 3,84 GW onshore und 2,01 GW offshore (50 %-Quantil) können 4 Mio. EVs gleichzeitig bei Spitzenlast geladen werden. Bei der Einspeisung von 6,04 GW onshore und 7,56 GW offshore (60 %-Quantil) kommt es zu Leitungsüberlastungen aufgrund der Windenergieeinspeisung. Begrenzender Faktor für die xEV-Integration im Netzmodell 2020 ist nicht wie im Netzmodell 2030 die verfügbare Leistung der konventionellen Kraftwerke, sondern die Übertragungskapazität des Leitungsabschnittes zwischen Oberachern und Oberbrunn.

Quantil onshore	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %
Einspeisung onshore	2,21 GW	3,23 GW	4,51 GW	6,04 GW	8,09 GW	10,88 GW
Quantil offshore	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Einspeisung offshore	1,47 GW	1,47 GW	1,47 GW	1,47 GW	1,47 GW	1,47 GW
Maximale Anzahl ladender EVs	1 Mio.	1 Mio.	1,5 Mio.	2 Mio.	2,5 Mio.	3,5 Mio.

Tabelle 37: Maximal integrierbare xEV-Anzahl im Netzmodell 2030

Die in Abschnitt 6.1.2 vorgestellten Ladestrategien zeigen, dass es in keiner Situation notwendig oder wahrscheinlich ist, dass alle vorhandenen EVs gleichzeitig laden. Bei ungesteuertem Laden (Ladestrategie 1) wurde gezeigt, dass es bei einer Ladeleistung von 3,3 kW maximal zu einer gleichzeitigen Beladung von 22 % der xEV-Flotte kommt, während die Gleichzeitigkeit bei gesteuertem Nachtladen (Ladestrategie 2) bei ca. 35 % liegt. Bei einer xEV-Flotte von 1 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2020 müssten demnach maximal 300.000 xEV gleichzeitig beladen werden. Die Untersuchungen im Netzmodell zeigen, dass dies auch im Worst-Case-Szenario ohne Windeinspeisung und ohne Einspeisung aus Pumpspeicherkraftwerken möglich ist. Liegt die xEV-Flotte im Jahr 2030 bei 6 Mio. Fahrzeugen, muss eine gleichzeitige Beladung von 1,8 Mio. Fahrzeugen möglich sein. Dies ist zur Spitzenlastzeit nur möglich, wenn zeitgleich mindestens 7,5 GW aus Windenergie eingespeist werden. Begrenzender Faktor für die xEV-Integration im Übertragungsnetzmodell 2030 ist folglich die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke. Leitungsüberlastungen traten in beiden Netzmodellen nur bei einer hohen xEV-Durchdringung über 3 Mio. Fahrzeuge auf und auch nur auf einzelnen kleinen Leitungsabschnitten. Bezüglich der Knotenspannung führt die zusätzliche Ladung von xEV in beiden Netzmodellen nicht zu einer Grenzwertverletzung.

6.4 Kritische Grenzwerte der Elektrofahrzeug-Integration im Verteilnetz

6.4.1 Ziel der Untersuchung

Damit Elektrofahrzeuge, wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt, zur Integration erneuerbarer Energien beitragen können, muss untersucht werden, welche xEV-Durchdringungen im Verteilnetz möglich sind, ohne dass die zulässigen Grenzwerte der Spannungsqualität verletzt werden. Die Haltung der Spannungsqualität ist neben der Versorgungszuverlässigkeit und der Konstanz der Netzfrequenz Voraussetzung für die sichere Versorgung mit elektrischer Energie [Schwab, 2009]. Die zulässigen Grenzwerte hinsichtlich Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen sind in der DIN EN 50160 definiert [DIN, 2011]. Die in diesem Kapitel durchgeführten Analysen der Spannungsqualität wurden in Kooperation mit dem EU-Forschungsprojekt MERGE durchgeführt [Project MERGE, 2012].

Eine Besonderheit der elektrischen Versorgung ist, dass ihre Qualität in einem größeren Ausmaß vom Nutzer am jeweiligen Lastknoten als vom Erzeuger beeinflusst wird [DIN, 2011]. Auf jeder Leitung in einem Netz hängt die Übertragung von Wirk- und Blindleistung von den Spannungen an den Leitungsenden und der induktiven Leitungsimpedanz ab. Eine Erhöhung der Last an einem Netzknoten führt zu einem zusätzlichen Spannungsfall und damit zu einer Erhöhung der übertragenen Leistung. In Richtung abnehmender Spannungswinkel fließt Wirkleistung, in Richtung abnehmender Spannungsbeträge Blindleistung. Das unkontrollierte, kaskadenartige Fallen der Knotenspannungen innerhalb eines Netzes, wie es beispielsweise durch das ungesteuerte Auftreten hoher zusätzlicher Ladelasten von xEV der Fall sein könnte, birgt die Gefahr eines Spannungskollapses [Schwab, 2009].

Um diesem Szenario vorzubeugen ist die Untersuchung des zusätzlichen Spannungsfalls durch Elektrofahrzeuge im Verteilnetz von großer Bedeutung. Ein Spannungseinbruch ist nach DIN EN 50160 als zeitweiliges Absinken des Effektivwertes der Spannung unter die Anfangseinbruchschwelle von 90 % der Bezugsspannung zu verstehen. Es ist eine zweidimensionale elektromagnetische Störgröße, die sowohl durch die Spannung als auch die Dauer bestimmt ist. Spannungseinbrüche weisen typischerweise auf Fehler im öffentlichen Versorgungsnetz oder in Anlagen der Netznutzer hin, während Spannungsüberhöhungen hingegen typisch für Lastabtrennungen oder Schalthandlungen sind [DIN, 2011]. Für Niederspannungsnetze ist die vereinbarte Versorgungsspannung gleich der Nennspannung und beträgt $U_n = 230 \text{ V}$. Für reguläre Betriebsbedingungen müssen für jedes Wochenintervall 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Spannungsbandes $\pm 10 \%$ der Nennspannung U_n liegen. Außerdem müssen 100 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Intervalls $U_n + 10 \%$ und $U_n - 15 \%$ liegen.

Eine weitere Störung der Spannungsqualität durch xEV kann durch Asymmetrien beim Laden hervorgerufen werden. Im Allgemeinen wird nach DIN EN 50160 unter Spannungsasymmetrie der Zustand in einem Mehrphasensystem bezeichnet, bei dem die Effektivwerte des Grundschwungsanteils der Spannung oder die Phasenwinkeldifferenzen zwischen aufeinander folgenden Leiterspannungen nicht alle gleich sind [DIN, 2011]. In einem System mit drei unterschiedlichen Spannungen, beispielsweise 230 V, 232 V und 225 V, liegt eine

Spannungsungleichheit von 1,75 % vor, da die maximale Abweichung 4 V von dem Durchschnittswert 229 V der drei Phasen beträgt. Durch Spannungsasymmetrien sinkt der Wirkungsgrad dreiphasig an das Netz angeschlossener elektrischer Antriebe. Als Regel wird pro Prozentpunkt Asymmetrie ein Prozent Wirkungsgradverlust kalkuliert. Der Ausfall einer ganzen Phase kann durch thermische Überlastung zur völligen Zerstörung eines Antriebs führen. Es wird daher versucht, die Wechselstromkreise im Haus so auf die drei Phasen zu verteilen, dass die Stromstärke im zeitlichen Mittel pro Phase annähernd gleich ist [Initiative EnergieEffizienz Industrie & Gewerbe, o. J.]. DIN EN 50160 schreibt vor, dass unter normalen Betriebsbedingungen und innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes des Grundschwingungsanteils der Gegensystemkomponente der Versorgungsspannung zwischen 0 % und 2 % des entsprechenden Grundschwingungsanteils der Mitsystemkomponente liegen muss. In einigen Gebieten sind bis zu 3 % zulässig [DIN, 2011].

Ladesäulen für xEV können zudem harmonische Stromüberschwingungen erzeugen. Diese entstehen, wie bei anderen Verbrauchern auch, wenn phasenanschnittgesteuerte Betriebsmittel bzw. Betriebsmittel mit nichtlinearer Kennlinie nichtsinusförmige Ströme aufnehmen. Aufgrund der galvanischen Kopplung verteilen sich die Stromüberschwingungen im gesamten Niederspannungsstrang. Bedingt durch die vorhandene Netzimpedanz an einem betrachteten Netzknoten entstehen durch die nichtsinusförmigen Ströme nichtsinusförmige Spannungen, die auch Oberschwingungsspannungen genannt werden. Diese Spannungen überlagern die Spannungsgrundschwungung und führen zu einer in Abhängigkeit zur Impedanz stehenden Verzerrung des sinusförmigen Spannungsverlaufs. In Versorgungsnetzen ohne spezielle industrielle Einflüsse stammen die 3., 5. und 7. Oberschwingung im Wesentlichen von kleinen Gerätenetzteilen mit Gleichrichtern und Kondensatorglättung. In Gebieten mit überwiegend Wohnanteil liegt wochentags die höchste Oberschwingungsbelastung in den Abendstunden vor, beim zeitgleichen Betrieb von Fernsehgeräten. Die stärkste Belastung durch Oberschwingungen im Netz entsteht am Wochenende bei niedriger Grundlast und einem gesteigerten Anteil an Heimgeräten [Bochynek, 2012]. Die DIN EN 50160 legt fest, dass in Nieder- und Mittelspannungsnetzen der Gesamtoberschwingungsgehalt THD (engl. Total Harmonic Distortion) im Verhältnis zur Grundschwungungsamplitude unter 8 % im normalen Betrieb bleiben muss. Berücksichtigt werden hierbei alle Oberschwingungen bis zur 40. Ordnung [DIN, 2011].

6.4.2 Modellierung der Netze, Ladestrategien und -infrastruktur

6.4.2.1 Standardisierung von Ladeleistung und Netzanschluss

DIN EN 61851-1 (VDE 0122) definiert ein Ladegerät als Leistungsumrichter, welcher die notwendigen Funktionen zum Laden einer Batterie erfüllt. Es werden vier mögliche Ladebetriebsarten für elektrische Fahrzeuge abgegrenzt, welche in Tabelle 38 aufgeführt sind. Die Ladebetriebsart 1 entspricht der klassischen Haushaltsladung, bei der eine Führung der Ladesteuerung, der Pilotkontakt, nicht zwingend vorgesehen ist. Für die zweite Ladebetriebsart wird eine in das Kabel integrierte Kontrollbox (engl. ICCB – In Cable Control Box) verwendet, welche als mobile Schutzeinrichtung mit Kommunikationsschnittstelle zum Fahrzeug dient.

Bei Anschluss des Kabels erkennt diese Schutz Einrichtung, ob Spannung anliegt, und ebenso, ob ein Schutzleiter vorhanden ist, außerdem ist eine weitere Fehlerstromschutz einrichtung in die Box integriert. Der Schutzleiteranschluss, verbunden mit sämtlichen berührbaren und leitfähigen Teilen, wird zwischen der Kontrollbox und der Ladesteckdose permanent überwacht. In Ergänzung zur zweiten Ladebetriebsart wird das Fahrzeug im dritten Typ über ein in das Elektrofahrzeug integriertes Bordladegerät sowie einem in die Ladestation integrierten Lade-Controller mit dem Netz verbunden. Bei der für die größten Leistungen und die Schnellladung konzipierten vierten Betriebsart wird das Elektrofahrzeug mit Gleichstrom geladen, der von einem stationären Umrichter geliefert wird.

Bei einer Betriebsspannung von 230 V bzw. 400 V im Niederspannungsnetz ergeben sich Ladeleistungen zwischen 3,7 kW und maximal 277,1 kW. Da Schnellladung gemäß Ladebetriebsart 3 und 4 zu drastischen Spannungsfällen am Hausanschluss führen würde, liegt der Fokus der Untersuchung zunächst auf den ersten beiden Ladebetriebsarten, die eine Normalladung gemäß der bisher betrachteten Ladestrategien, nach Ankunft des Fahrzeuges zu Hause, oder während der Nacht, ermöglichen. Bei den Ladeleistungen wurde nicht wie in den Kapiteln zuvor mit einer um den Leistungsfaktor 0,9 reduzierten Ladeleistung gerechnet (siehe Abschnitt 6.1.1.2), da hier Belastungsgrenzen im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung ermittelt werden sollen.

Typ	Beschreibung	Ladeleistung
1	Anschluss an ein- oder dreiphasiges Wechselstromnetz für Bemessungsströme bis 16 A	3,7 kW (einphasig) 11,1 kW (dreiphasig)
2	Ergänzend zu Klasse 1 sind Geräteströme bis 32 A zugelassen und ein Pilotkontakt erforderlich	7,4 kW (einphasig) 22,2 kW (dreiphasig)
3	Betriebsart für Wechselstrom – Schnellladung bis 250 A	173,2 kW (bei 400 V)
4	Vorgesehen für Schnellladung mit Gleichstrom bis 400 A	277,1 kW (bei 400 V)

Tabelle 38: Ladebetriebsarten nach DIN EN 61851-1

DIN EN 62196-1 (VDE 0623 Teil 5) legt die Anforderungen an die Stecker fest, welche durch DIN EN 61851-1 (VDE 0122) beschrieben worden sind und gilt für AC-Ladungen bis 690V und 250A als auch für DC-Ladungen bis 600 V und 400 A. Es werden jedoch keine physischen Dimensionen für die Ladebuchse vorgegeben, sondern auf DIN EN 60309-1 (VDE 0623-1) verwiesen, welche im Allgemeinen vorgibt, wie Stecker und Kupplungen aufgebaut sein müssen [DIN, 2007, 2010b].

Ein Stecker, der mit einem Leistungsspektrum von einphasig 16 A bis dreiphasig 63 A bei 230 V oder 400 V die Anforderungen der Ladebetriebsarten 1 und 2 erfüllt, wurde vom Systemhersteller Mennekes in Kooperation mit Daimler und RWE entwickelt [MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG, 2012b]. Dieser Stecker wurde zur Normung beim IEC vorgestellt und in der IEC 62196-2 genormt, welche voraussichtlich im September 2012 gültig wird. Neben drei Außenleitern, der Masse und dem Nullleiter sind eine Näherungserkennung und ein Schaltkontakt vorgesehen. Die Näherungserkennung hat die Aufgabe, die Stromtragfähigkeit der Ladeleitung festzulegen und die Wegfahrsperrung beim Ladevorgang zu aktivieren. Die Funktionsweise des Schaltkontakts ist ebenso in DIN EN 61851-1 definiert und umfasst im We-

sentlichen drei Funktion: Über die Pilotleitung wird seitens der Ladestation ein $1\text{ kHz} \pm 12\text{ V}$ Signal zum Fahrzeug gesendet, wo es über einen schaltbaren Widerstand und eine Diode auf den PE-Leiter gelegt wird. Durch diese Stromschleife wird der korrekte Anschluss des PE überprüft. Das Tastverhältnis des 1 kHz Rechtecksignals dient dazu, dem Fahrzeug den maximal erlaubten Strom zu signalisieren. Neben der Einstellung des maximalen Ladestroms kontrolliert der Schaltplatz auch den Kühlungsbedarf und ist für die Fehlererkennung zuständig. Der Stecker ist für bidirektionale Energieübertragung geeignet, die Datenkommunikation erfolgt über den Pilotpin und die Masse [Agsten, 2010; MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG, 2012a, 2012b].

6.4.2.2 Ort der Ladung und untersuchte Ladestrategien

Potentielle Standorte für Ladesäulen kann man in drei Gruppen kategorisieren:

- Öffentliche Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten
- Private Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten
- Private Grundstücke mit privaten Anschlusspunkten

Der meistgewählte Standort im öffentlichen Raum ist das Aufstellen von Ladesäulen am Straßenrand. Es sind diejenigen Straßenseiten zu bevorzugen, an denen ein Niederspannungskabel verlegt ist, wofür die elektrische Straßenbeleuchtung ein Indiz ist. Der Abstand zum Niederspannungsstrang sollte möglichst gering sein. In städtischen Ballungsgebieten verlaufen die Straßenbeleuchtung und damit die Niederspannungskabel in den meisten Fällen auf beiden Straßenseiten, womit eine hohe Flexibilität in Bezug auf potentielle Standorte für Ladesäulen besteht [Ahrend, 2011].

Allerdings bestehen bei einer rein öffentlichen Ladeinfrastruktur Bedenken hinsichtlich einer unzureichenden Verfügbarkeit von Ladesäulen, der damit verbundenen erhöhten Wahrscheinlichkeit, dass die Ladesäule bereits belegt ist, und des Sicherheitsrisikos aufgrund von Ladekabeldiebstahl oder Vandalismus. Aufgrund dieser Nachteile wird davon ausgegangen, dass öffentliches Laden im öffentlichen Raum in Zukunft eher den Ausnahme- und nicht den Normalfall darstellen wird. Es steht daher nicht im Zentrum der weiteren Untersuchungen.

In die Kategorie der privaten Grundstücke mit öffentlichen Anschlusspunkten fallen beispielsweise Lademöglichkeiten in Parkhäusern oder auf Parkplätzen größerer Geschäfte. Auch hier bleiben eben genannte Nachteile des öffentlichen Ladens bestehen. Zudem ist der Zugang zu solchen Parkflächen meistens nur dann möglich, wenn es sich bei dem xEV-Besitzer gleichzeitig um einen Kunden des privaten Grundstückseigners handelt, was zusätzliche Restriktionen hinsichtlich der Verfügbarkeit impliziert.

Im Gegensatz zu den bisher diskutierten Ladestandorten gewährleisten private Anschlusspunkte auf privaten Grundstücken sowohl die Verfügbarkeit der Lademöglichkeit für den Nutzer, als auch eine Minimierung des Sicherheitsrisikos aufgrund von Ladekabeldiebstahl oder Vandalismus. Zur Anbindung einer häuslichen Ladevorrichtung wird ein separater Stromkreis vom Stromkreisverteiler mit Fehlerstromschutzschalter entweder für Level-1-Ladung, oder als Level-2-Ladung in die Garage verlegt [MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG, 2012b; Morrow et al., 2008]. Aus diesen Gründen stehen Lademöglichkeiten im Heimbereich mit Ladeleistungen bis zu $22,2\text{ kW}$ im Fokus der hier durchgeführten Analysen.

Bezüglich der Ladestrategien wird analog zu den Abschnitten 6.1 und 6.2 auch auf Verteilnetzebene ungesteuertes Laden (Ladestrategie 1) und gesteuertes Nachtladen (Ladestrategie 2) untersucht. In der Modellierung besteht der wesentliche Unterschied zwischen beiden Ladestrategien in unterschiedlichen Annahmen für die am Knoten anliegenden Haushaltslasten. Während bei ungesteuertem Laden im schlimmsten Fall davon ausgegangen werden muss, dass alle xEV zum Zeitpunkt der Tageshöchstlast laden, ist für das gesteuerte Nachtladen die maximale Last zwischen Mitternacht und 6:00 Uhr anzunehmen. Diese liegt, wie Abschnitt 6.4.2.5 zeigt, deutlich unter der Tageshöchstlast.

Außerdem werden Spannungshaltung und Leitungsbelastung bei Entladung der xEV untersucht. Hierfür wurden zwei Worst-Case-Szenarien definiert. Das erste stellt die Netzbelastung bei Rückspeisung zum Zeitpunkt des Lastminimums dar. Das zweite Szenario betrachtet die Rückspeisung durch xEV mittags bei maximaler Einspeisung aus Photovoltaik. Beide Szenarien sind denkbar, wenn EVs beispielsweise Regelenergie für einen anderen Netzabschnitt zur Verfügung stellen sollen.

6.4.2.3 Charakteristika von Verteilnetzen

Als Verteilnetz wird im allgemeinen die Mittel- und Niederspannungsebene bezeichnet. Allen Spannungsebenen ist gemein, dass sich aus vorgegebenen Einspeiseleistungen und den innerhalb eines Netzes auftretenden Lasten die Wirk- und Blindleistungsflüsse durch eine Leistungsflussrechnung ermitteln lassen. Erst durch Kenntnis dieser Leistungsflüsse kann eine optimale Netzgestaltung hinsichtlich der Auswahl der Betriebsmittel und der Spannungshaltung erfolgen und das Netz nach wirtschaftlichen und technischen Aspekten auch optimal geführt werden [Schwab, 2009]. Der größte Teil der elektrischen Verbraucher besteht aus Niederspannungsgeräten, ebenso werden bei Heimladung auch die Elektrofahrzeuge der Netznutzer hauptsächlich in diesem angeschlossen. Daher ist innerhalb dieser Betrachtung der Bereich von der mittelspannungsseitigen Speisung in der Ortsnetzstation bis zum Hausanschluss als Verknüpfung zum Netznutzer von besonderem Interesse [Scheffler, 2002].

Verteilnetztopologien sind höchst unterschiedlich, da neben elektrotechnischen und standardisierten Planungsvorgaben auch die Bebauung im zu versorgenden Siedlungsgebiet und die damit verbundene Lastdichte eine maßgebliche Rolle spielen. Der Versorgungsbereich des Niederspannungsnetzbezirkes wird über Trennstellen zu benachbarten Netzbezirken abgegrenzt und damit die Netztopologie vorgegeben. Störungen und daraus resultierende Schalthandlungen verändern diese Topologie [Scheffler, 2002].

Anhand verschiedener Siedlungstypen lassen sich stark unterschiedliche Verteilnetztypen für Streusiedlungen, Dörfer mit überwiegend Gehöften, Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen niedriger Dichte, Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen hoher Dichte bzw. Dorfkerne, Reihenhausbauung, Zeilenbauung mittlerer Dichte, Zeilenbauung hoher Dichte bzw. Hochhäuser, Blockbauung und für mittelalterliche Altstädte identifizieren [Scheffler, 2002]. Innerhalb dieser unterschiedlichen Topologien lassen sich allerdings folgende gemeinsame Muster erkennen, die in Abbildung 94 exemplarisch dargestellt sind. Im einfachsten Fall gehen von der Ortsnetzstation Netzstrahlen als Anschlussstrahlen aus, an denen entweder der Netznutzer ausschließlich am Strahlende hängt, oder über weitere Verzweigungen eine An-

zahl an Netznutzern am Strahl verteilt sind. Bei Verlegungen auf beiden Straßenseiten werden durch Trennstellen Ringleitungen gebildet. Im regulären Betrieb sind diese Trennstellen geöffnet, so dass wieder einzelne Strahlennetze vorliegen. Ringnetze besitzen gegenüber einfachen Strahlennetzen eine höhere Eigensicherheit. Enthält die Topologie aufgrund von Verteilerschränken an Kreuzungen mehrere Ringstrukturen spricht man von einem verzweigten Ring. Wird diese Topologie nicht von einem, sondern von mehreren Transformatoren gespeist, handelt es sich um ein Maschennetz. Beim Betrieb eines solchen Netzes sind die vorhandenen Trennstellen in der Mehrzahl geschlossen. Maschennetze werden ab Lastdichten größer 5 MVA/km² gewählt. Positive Effekte der Vermaschung sind eine größere Versorgungssicherheit und Spannungshaltung. Dem gegenüber stehen gestiegene Investitionskosten und ein erhöhter Planungsaufwand [Heuck et al., 2010].

Da der Fokus der Untersuchung in diesem Abschnitt auf den kritischen Grenzwerten von Verteilnetzen im quasistationären Betrieb liegt, war bei der Auswahl der zu untersuchenden Niederspannungstopologie wichtig, Worst-Case-Analysen bei geringer Eigensicherheit des Netzabschnittes durchführen zu können. Daher wurde aus allen eben dargestellten Möglichkeiten eine Strahlennetztopologie gewählt.

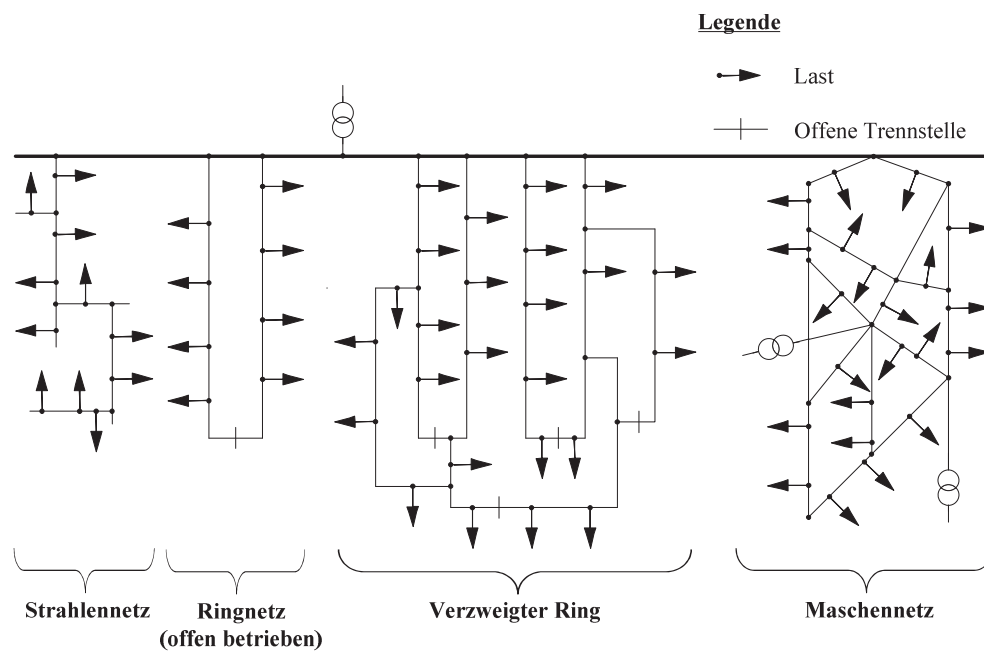


Abbildung 94: Netzvarianten der Niederspannungsebene [Heuck et al., 2010]

Bei niedrigen Lastdichten konkurrieren Freileitungen und Kabel miteinander, für höhere Lastdichten werden Kabel bevorzugt. Während die Energieübertragung im Niederspannungsnetz 1992 zu 72 % über Kabel erfolgte, wuchs dieser Anteil bis zum Jahr 2002 auf 81 % [Heuck et al., 2010]. Aufgrund dieses Trends und aufgrund der Annahme, dass eine hohe xEV-Dichte zuerst in städtischen Ballungsräumen, also bei hohen Lastdichten auftreten

wird, wurden für die Modellierung des Niederspannungsstrangs Kabel anstelle von Freileitungen verwendet.

6.4.2.4 Parameter des verwendeten CIGRE-Niederspannungsreferenznetzes

Ein oft genutztes Referenznetz für die Niederspannungsebene, das alle in Abschnitt 6.4.2.3 formulierten Kriterien erfüllt, ist das CIGRE-Referenznetz [Papathanassiou et al., 2005; Strunz et al., 2010]. Da dieses Netz bereits in vielen wissenschaftlichen Arbeiten als Modellgrundlage verwendet wird, eignet es sich in besonderem Maße zur Untersuchung neuer Netzkomponenten und Regelalgorithmen, da eine größere Vergleichbarkeit zwischen den Ansätzen besteht, wenn Einflüsse unterschiedlicher Netztopologien ausgeschlossen werden können.

a) Topologie des Referenznetzes

Das in dieser Untersuchung verwendete Referenznetz ist in Abbildung 95 dargestellt. Es basiert auf dem zuvor vorgestellten Typ des Strahlennetzes, wobei vom Hauptstrahl, der zwischen Knoten 0 und Knoten 10 verläuft, fünf weitere Netzstrahlen abzweigen. Weitere technische Details zur Netztopologie sind [Strunz et al., 2010] zu entnehmen.

In der Ergebnisdarstellung werden die einzelnen Netzstrahlen wie folgt bezeichnet:

- Strahl I: Hauptstrahl Knoten 0 bis Knoten 10
- Strahl II: Knoten 3 bis Knoten 11
- Strahl III: Knoten 6 bis Knoten 16
- Strahl IV: Knoten 9 bis Knoten 17
- Strahl V: Knoten 10 bis Knoten 18
- Strahl VI: Knoten 4 bis Knoten 15

Jeweils am Ende der Strahlen II bis VI sind die Haushaltslasten an den Knoten 11, 15, 16, 17 und 18 angeschlossen. Dies sind auch die Anschlusspunkte für die untersuchte Heimpladung der EVs.

Die Last am ersten Netzknoten repräsentiert einen weiteren Netzstrahl, der identisch zu dem abgebildeten Netz (Knoten 2 bis 18) ist. In der Analyse wird die zusätzliche Last an Knoten 1 vernachlässigt und die Spannungsqualität nur auf dem ersten Netzstrahl betrachtet.

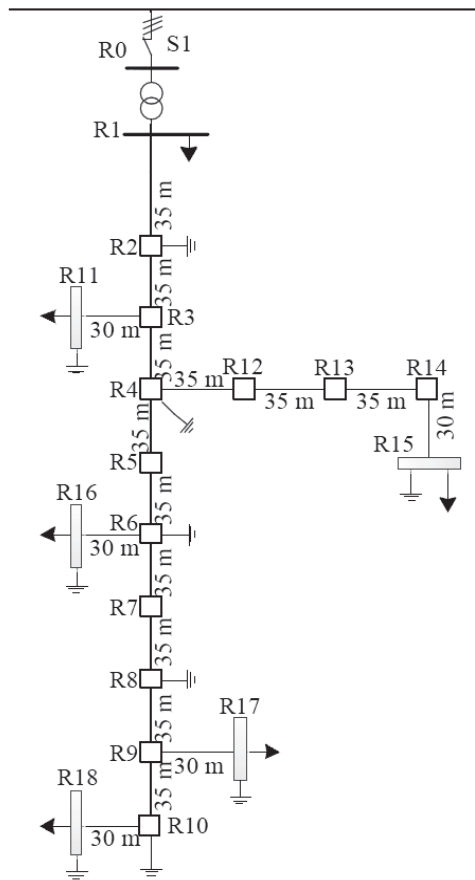


Abbildung 95: Topologie des CIGRE-Niederspannungsreferenznetzes [Strunz et al., 2010]

b) Für die Modellierung verwendete Transformatoren und Kabel

In DIN 42500 werden Stationstransformatoren mit $S_N = 50 \dots 630 \text{ kVA}$ als einheitliche Betriebsmittel angegeben. Bevorzugt zu verwenden sind die Einheiten 250 kVA, 400 kVA und vor allem 630 kVA. Im Sinne der angestrebten Worst-Case-Analyse, wurde für die Netzmodellierung nicht eine für Städte übliche Scheinleistung von 630 kVA [Scheffler, 2002], sondern mit 400 kVA die nächstkleinere Transformatorleistung gewählt. Zur Installation der Ortsnetzstation wird dem Netzbetreiber, auf Verlangen im Rahmen einer unentgeltlichen Grunddienstbarkeit, eine geeignete Fläche, oder Räume im zu versorgenden Gebäude zur Verfügung gestellt. Transformatoren finden sich in städtischen Versorgungsgebieten daher hauptsächlich in Häusern mit separaten Kellerräumen [Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH, 2010].

Die Strombelastbarkeit eines mehradrigen Aluminiumleiter-Niederspannungskabels mit $4 \times 150 \text{ mm}^2$ Aderquerschnitt des Typs NA2XY-J 4×150 liegt bei $I_Z = 299 \text{ A}$. N symbolisiert,

dass das Kabel normgerecht dimensioniert ist, A den Werkstoff, Aluminium, 2X kennzeichnet die Isolierung mit vernetztem Polyethylen und das Y die PVC-Ummantelung. Das J zeigt an, dass ein grün-gelber PEN-Leiter mitgeführt wird [Heuck et al., 2010]. Dieser Querschnitt hat sich als Vorzugsquerschnitt für die Verkabelung der Netzbezirke eines Niederspannungsnetzes durchgesetzt und wird zwischen Ortsnetzstation und Hausanschluss 0,7 m tief im den Grundstücken zugewandten Erdreich des Fußweges verlegt [Nexans Deutschland GmbH, 2012; Scheffler, 2002]. Für kleinere Wohneinheiten, beispielsweise Einfamilienhäuser, werden kleinere Aderquerschnitte verwendet, typischerweise $4 \cdot [35 \dots 50] \text{ mm}^2$. Der Übergang auf den kleineren Querschnitt erfolgt mittels einer Muffe. Für das vorgestellte Kabel liegt im Wechselstrombetrieb bei 400 V die gleichzeitige maximale Leistungsübertragung auf allen drei stromführenden Leitern bei 207 kVA.

In der Praxis ist nicht die maximal mögliche Leistungsübertragung der Kabel als Grenzwerte relevant. Vielmehr sind die Schutzmechanismen so auszulegen, dass sowohl das Netz als auch der Verbraucher vor Überströmen geschützt ist und diese somit weit vor Erreichen des maximalen Stromes auslösen. Da diese Sicherheitswerte je nach Netzbetreiber unterschiedlich sind, wurde in einer ersten Analyse der maximal zulässige Betriebsstrom I_z als thermischer Referenzwert für die Leitungen in Betracht gezogen, um die tatsächliche Belastungsgrenze des Referenznetzes zu identifizieren. In einem zweiten Schritt wurde ein Grenzwert von 70 % des maximal zulässigen Betriebsstromes verwendet, um auch den Sicherheitsmechanismen in der Modellierung Rechnung zu tragen.

6.4.2.5 Modellierung der Lasten

Seitens der Energieversorger werden für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung ($< 100.000 \text{ kWh/Jahr}$) Standardlastprofile für den Strombereich eingesetzt. Durch die Unterteilung auf unterschiedliche Abnehmer (Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe), bei denen innerhalb der Gruppe ein ähnlicher Stromkonsum angenommen werden kann, steigt die Repräsentativität der Standardlastprofile für einzelne Nutzergruppen [BDEW, 2012].

Innerhalb dieser Betrachtung stehen Wohnbereiche im Vordergrund, so dass für die Ermittlung des Zeitpunktes der Lastspitze ohne xEV im Tagesverlauf für die Haushalte das SLP des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) "VDEW-H0 dynamisiert" angewendet wird. Dieses Profil vereinheitlicht die unterschiedlichen Haushaltsarten und gibt Auskunft über die Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage. Im Vergleich zum Sommer und den Übergangsjahreszeiten stellt der Winter die ungünstigste Belastungssituation mit dem höchsten Stromkonsum dar. In dieser Jahreszeit ist das Zusammenfallen der Haushaltslastspitze mit den Beladungen der xEV in einem Wohnbezirk für das Niederspannungsnetz besonders kritisch. Das für den Winterzeitraum vom 1.11. bis 20.03. vom BDEW vorgeschlagene Standardlastprofil ist in Abbildung 96 dargestellt.

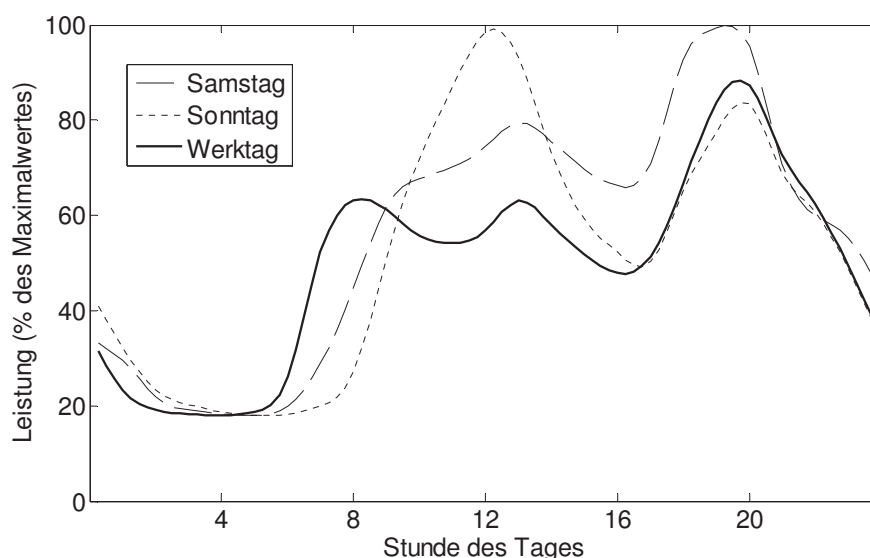


Abbildung 96: Standardlastprofil „VDEW-H0 dyn“ des BDEW für den Winter [Energiedienst Netze GmbH, 2012]

Es wird ersichtlich, dass die größte Nachfrage werktags in den Abendstunden zwischen 18:00 Uhr und 21:00 Uhr auftritt. Weitere Zeiten stärkerer Last liegen morgens zwischen 7:00 Uhr und 08:30 Uhr, als auch mittags gegen 13:00 Uhr. Am Wochenende liegen die ersten Zeitpunkte stärkerer Last am Tag gegen 12:00 Uhr, während die Spitzenbelastung am frühen Abend zwischen 17:00 Uhr und 20:00 Uhr liegt. Gemeinsam ist allen Tagesverläufen, dass zwischen 22:00 Uhr und 6:00 Uhr die geforderte Last auf ein Nachlastminimum von 20 % der Tagesspitzenlast sinkt [Energiedienst Netze GmbH, 2012].

Im Spitzenlastfall wurde für das gesamte untersuchte Niederspannungsnetz eine Gesamtlast von 183 kVA angenommen. Dabei verteilen sich die Last wie in Tabelle 39 angegeben auf die Knoten. Die angenommene Einwohnerzahl im untersuchten Niederspannungsnetz beträgt 145, die Gesamtanzahl der KFZ auf die die später analysierte xEV-Durchdringung hochgerechnet wird 60.

Knoten-Nr.	11	15	16	17	18
Last am Knoten ohne xEV [kVA]	14	36	72	14	47

Tabelle 39: Haushaltslasten im untersuchten Niederspannungsnetz

6.4.2.6 Realistische xEV-Durchdringungen im untersuchten Netzabschnitt

Für die untersuchten Stützjahre 2020 und 2030 wurde ein Zuwachs an Elektrofahrzeugen gemäß dem in Abschnitt 7.3.1 präsentierten Bestandsmodell angenommen. Die Fahrzeugdichte der Personenkraftwagen schwankt erheblich zwischen städtischen und ländlichen Gebieten in Deutschland. Generell gilt, je konzentrierter der Ballungsraum, desto geringer

die Fahrzeugdichte. Für die drei deutschen Stadtstaaten waren zum 01.01.2011 gemittelt 378 Fahrzeuge auf 1000 Einwohner zugelassen. Der durchschnittliche jährliche Zuwachs beträgt 1,0 %. Für die Flächenstaaten kommen hingegen 528 Fahrzeuge, mit einem gemittelten jährlichen Wachstum von 1,5 %, auf die gleiche Einwohnerzahl. Abbildung 97 zeigt die unterschiedlichen Fahrzeugdichten der Personenkraftwagen in Abhängigkeit der gewählten Region [Kraftfahrt-Bundesamt, 2011].

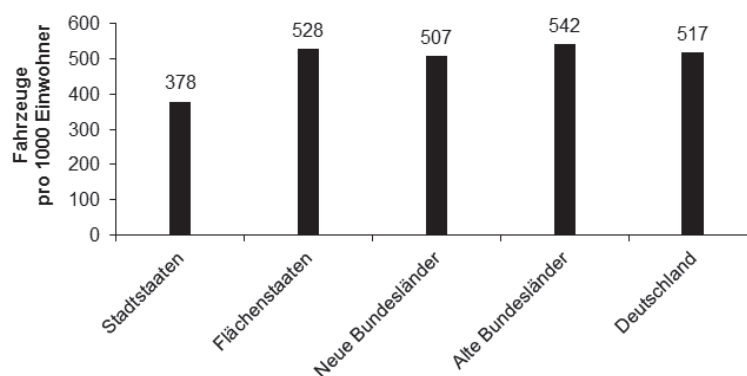


Abbildung 97: Fahrzeugdichte in Deutschland [Kraftfahrt-Bundesamt, 2011]

Das statistische Bundesamt erwartet ein Sinken der Bevölkerung von 81,8 Mio. zum Jahresbeginn 2012 zu 78,8 Mio. Einwohner im Jahr 2025 [Statistisches Bundesamt, 2007]. Diese Veränderung ist, im Gegensatz zu anderen Kapiteln in denen von 80 Mio. Einwohnern in allen Stützjahren ausgegangen wird, bei der Bestimmung der Anzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge pro 1000 Einwohner berücksichtigt. Ab dem Jahr 2025 bis zum Jahr 2030 wurde die den Daten zu Grunde liegende Degression fortgeführt.

Daraus ergeben sich für die Stützjahre die in der Tabelle 40 dargestellten Prognosen der Elektrofahrzeuge pro 1000 Einwohner. Berücksichtigung bei diesen Zahlen findet, dass die Nutzer neben BEV auch PHEV und REEV als Elektrofahrzeuge verstehen. Da der Infrastrukturbedarf nicht anders anzusetzen ist als für BEV, wird für die Erstellung der Szenarien die Unterscheidung im Folgenden nicht aufrechterhalten [GGEMO - Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung, 2011].

Jahr	Anzahl Elektrofahrzeuge pro 1000 Einwohner	
	Stadtstaaten	Flächenstaaten
2015	2	2
2020	9	12
2025	25	34
2030	56	78

Tabelle 40: Prognose der Anzahl der Elektrofahrzeuge pro 1000 Einwohner bis 2030

Da aufgrund der Spitzenlast im untersuchten Verteilnetz, wie im Abschnitt zuvor beschrieben, von 145 Personen und 60 Fahrzeugen in ebendiesem Verteilnetz ausgegangen wird, liegt die durchschnittlich erwartbare Anzahl von xEV im Jahr 2020 zwischen 1 und 2 xEV und im Jahr 2030 zwischen 8 und 11 xEV. Hochgerechnet auf die Gesamtheit der Fahrzeuge im untersuchten Verteilnetz ergibt sich eine prognostizierte durchschnittliche xEV-Durchdringung von 3 % im Jahr 2020 und 18 % im Jahr 2030.

Diese xEV-Durchdringung weicht damit etwas von den in NET-ELAN sonst verwendeten 2,2 % im Jahr 2020 und 12,6 % im Jahr 2030 ab. Hintergrund ist, dass man bei der Betrachtung einzelner Verteilnetzbereiche davon ausgehen muss, dass es zu gewissen Abweichungen zum bundesdeutschen Durchschnitt kommen kann, weil zum Beispiel ein höherer Wohlstand in einem Stadtviertel sich erhöhend auf die EV-Durchdringung auswirken könnte. Um die ermittelten Ergebnisse gegen solche Häufungen robuster zu machen, wurde diese leichte Erhöhung im Modell implementiert.

6.4.3 Analyse der Spannungsqualität bei ungesteuertem Laden

6.4.3.1 Vorstellung der verwendeten Software

Die bezüglich der Niederspannungsebene ermittelten Ergebnisse basieren auf Modellen in den Programmen PSCAD und MATPOWER. In Ersterem wurden die Berechnungen zur Analyse der Oberschwingungen und der Asymmetrie durchgeführt, da es die hierfür notwendige dreiphasige Abbildung des Referenznetzes ermöglicht. Diese Analysen erfolgten in Kooperation mit der Projekt MERGE [Project MERGE, 2012]. Zur Analyse des Spannungsfalls wurde das Referenznetz in MATPOWER modelliert. In diesem Modell wird von einer symmetrischen Verteilung der Lasten ausgegangen, da es nur eine Phase des Netzes repräsentiert.

6.4.3.2 Tolerierbarer Oberschwingungsanteil von Ladestationen

In diesem Abschnitt werden die in 6.4.1 vorgestellten Stromoberschwingungen untersucht. Ziel ist es, eine Aussage zu erhalten, in welchem Maße Ladestationen während der Ladung zur Erzeugung von Oberschwingungen beitragen, und ob der nach DIN EN 50160 festgelegte Grenzwert durch die Ladestationen überschritten wird. Es wird davon ausgegangen, dass sich das System in normalem und ausbalanciertem Zustand befindet. Die elektrischen Fahrzeuge sind gleichmäßig auf alle drei Phasen verteilt [IEEE Industry Applications Society, 1993]. Die Ladestationen als Emittent der in das Netz injizierten Stromoberschwingungen sind durch Stromquellen gleichen Betrags, Frequenz und Phase für jede Ordnung repräsentiert. Im Modell wurden nur ungerade Ordnungszahlen bis zur 25. Ordnung betrachtet.

Da keine Kondensatoren im System modelliert sind, tritt keine Resonanz auf. Kabel im System sind als Reihenimpedanz aus resistiven und induktiven Elementen dargestellt. Bedingt durch die kurzen Kabellängen kann der kapazitive Leitungsbelag vernachlässigt werden. Zur Vereinfachung ist in der Modellierung und Simulation die Dämpfung der Oberschwingungen nicht berücksichtigt. Eine Dämpfung von harmonischen Oberschwingungen kann durch das Teilen einer gemeinsamen Quellimpedanz an allen beteiligten leistungselektronischen Komponenten im System erfolgen. Die Quellimpedanz, welche den Ausgang des elektronischen

Bauteils charakterisiert, begrenzt den maximalen Strom, der an die Last geliefert werden kann. Es sind innerhalb des Modells ebenso keine aktiven oder passiven Filter wie zusätzliche Saugkreise geringer Impedanz zur Reduktion der Oberschwingungen vorgesehen [Ferdowsi, 2011; Mansoor et al., 1995; Sengpiel, 2006]. Die durch stark ausgelastete Eisenkerne hervorgerufene überschwingungserzeugende Sättigungsbelastung des Transformators ist nicht modelliert [Bochynek, 2012]. Die Magnetisierungsimpedanz wird daher vernachlässigt. Für die Impedanz des Transformators ist die Streuinduktivität berücksichtigt. Obwohl die resistiven und induktiven Bestandteile dieser Impedanz frequenzabhängig sind, können sie innerhalb der Modellierung als konstant angenommen werden [Bonner et al., 1996]. Die Phasenverschiebung des Leerlaufstroms gegenüber der Primärspannung des Transformators ist in der Modellierung berücksichtigt. Mittelspannungsseitig ist der Transformator durch ein Ersatzimpedanzmodell dargestellt.

Zur Analyse des tolerierbaren Oberschwingungsanteils der Ladestationen im Verbund mit den Haushaltslasten sind zuerst letztere so nah wie möglich der Realität nachzuempfinden. Nicht nur die nachgefragte Leistung, sondern auch die Zusammensetzung der einzelnen Verbraucher und der schon ohne Ladestationen im Netz erzeugten Oberschwingungen ist dabei relevant. Nichtlineare Lasten wie Kompaktleuchtstofflampen, Laptops oder LCD-Monitore injizieren in großem Umfang harmonische Stromüberschwingungen in das Netz und besitzen häufig einen THD über 100 % [Nassif, 2009].

Für die Simulation wurden drei Lastkombination generiert, welche jeweils aus linearen und nichtlinearen Lasten bestehen. Das Szenario mit der niedrigsten Last benötigt im Maximum 436 W pro Haushalt, bis auf zwei Kompaktleuchtstofflampen sind alle anderen Verbraucher nur bei Betrachtung mehrerer Haushalte zusammen mit Sicherheit einmal vertreten. Im Szenario mit mittlerer Last werden 882 W nachgefragt, das Vorhandensein von Kühlschrank und einem LCD-Fernseher ist als sicher angenommen. Im Spitzenlastszenario werden 1485 W konsumiert, das Vorhandensein eines elektrischen Ofens, Laptops und weiterer LCD-Monitore ist mit einer hohen Wahrscheinlichkeit belegt [Cunill-Sola & Salichs, 2007; Nassif, 2009]. Die Annahmen zur Nutzung der Verbraucher in den verschiedenen Lastszenarien finden sich in Tabelle 41. Für die installierten nichtlinearen Lasten sind typische Oberschwingungsspektren nach [Ferdowsi, 2011] angenommen.

Verbraucher	Leistung	THD	Anzahl der jeweiligen Verbraucher im		
			niedrigen Lastszenario	mittleren Lastszenario	hohen Lastszenario
Kompakt-leuchtstofflampe	14,0 W	101,4 %	2,00	3,00	4,00
Kühlschrank	150,0 W	15,7 %	0,50	1,00	1,00
LCD Fernseher	95,3 W	5,7 %	0,50	1,00	1,00
PC	94,0 W	99,5 %	0,20	0,40	0,80
LCD Monitor	38,8 W	93,5 %	0,20	0,40	0,80
elektrischer Ofen	1.000,0 W	0,0 %	0,20	0,30	0,60
Laptop	70,7 W	151,0 %	0,00	0,20	0,40
Wärmepumpe	535,0 W	10,5 %	0,10	0,20	0,40
Mikrowelle	999,0 W	26,5 %	0,00	0,05	0,10
Waschmaschine	189,0 W	75,4 %	0,00	0,05	0,10
Trockner	4180,0 W	1,4 %	0,00	0,03	0,06

Tabelle 41: THD unterschiedlicher Verbraucher und Wahrscheinlichkeit des Betriebes in den verschiedenen Lastszenarien¹⁸

In Ergänzung zu den drei möglichen Lastszenarien sind drei Ladeeinrichtungen mit unterschiedlichen Oberschwingungsspektren simuliert worden. Die ersten beiden basieren auf Messungen, und entsprechen damit real existierenden Ladestationen [Maitra et al., 2010]. Das Spektrum der dritten Ladeeinrichtung repräsentiert jeweils den maximal zulässigen Wert nach DIN EN 61000-2-3 für Geräte der Klasse A [DIN, 2010a]. Die erste Ladestation enthält einen Gesamtoberschwingungsgehalt von 5,6 % THD. Die zweite Ladestation erzeugt 9,7 % THD und die dritte 17,4 % THD. Den Hauptanteil des Spektrums der nach Norm gestalteten Ladestation erzeugt mit 14,56 % die erste Ordnung. Für alle drei Ladestationen werden jeweils zwei extreme Fälle der Phasenlage betrachtet. Einerseits kann die harmonische Frequenz exakt in Phase oder um genau eine Nullstelle in der entgegengesetzten Phase mit der im Netz vorliegenden durch andere Quellen erzeugten Oberschwingung gleicher Frequenz liegen.

Tabelle 42, Tabelle 43 und Tabelle 44 zeigen die Ergebnisse unter Berücksichtigung von Phasenlage, xEV-Durchdringung und verschiedenen THD-Werten der Ladestationen. Es ist ersichtlich, dass für jedes Durchdringungslevel der Gesamtoberschwingungsgehalt in Phase deutlich über dem in entgegengesetzter Phase liegt. Die Grenzwertverletzung von über 8 % nach EN 50160 [DIN, 2011] tritt zuerst bei einem THD der Ladesäulen von 17,4 % erst bei einer Durchdringung von 60 % im mittleren Lastszenario auf. Für Phasenlagen zwischen den beiden extremen Fällen ist eine grenzwertverletzende Spannungsüberschwingung im moderaten und starken Lastszenario ab einer Durchdringung von 40 % denkbar. Dadurch, dass

¹⁸ Die Anzahl der jeweiligen Verbraucher ist ein angenommener Durchschnittswert über alle Haushalte. Eine Anzahl von 0,5 bedeutet beispielsweise, dass in 50 % der Haushalte eine solche Last vorhanden ist.

sich in der Praxis Oberschwingungen auch gegenseitig aufheben können, kann dieser Wert nach oben korrigiert werden und es sind auch Durchdringungslevel von elektrischen Fahrzeugen ohne Grenzwertverletzungen größer 40 % möglich.

Durchdringung	0 %	20 %		40 %		60 %		80 %		100 %	
Phasenlage	-	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.
Lastszenario											
leicht	1,5	1,0	2,1	0,8	2,8	1,2	3,6	1,8	4,3	2,5	5,1
moderat	2,8	2,7	3,5	1,9	4,1	1,6	5,0	1,6	5,7	2,0	6,5
stark	4,5	4,0	5,2	3,5	5,9	2,9	6,8	2,6	7,5	2,4	8,3

Tabelle 42: Maximaler Spannungsüberschwingungsgehalt in der Einspeisung bei Anschluss von Ladestationen mit 5,6 % THD Stromüberschwingungen unter Berücksichtigung der Durchdringung und Phasenlage

Durchdringung	0 %	20 %		40 %		60 %		80 %		100 %	
Phasenlage	-	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.
Lastszenario											
leicht	1,5	0,6	2,5	0,8	3,5	2,0	4,8	2,9	5,8	4,1	7,0
moderat	2,8	2,1	3,7	1,8	4,7	2,1	5,9	2,8	6,9	3,7	8,1
stark	4,5	3,8	5,4	3,4	6,3	3,2	7,5	3,4	8,6	3,9	9,7

Tabelle 43: Maximaler Spannungsüberschwingungsgehalt in der Einspeisung bei Anschluss von Ladestationen mit 9,7 % THD Stromüberschwingungen unter Berücksichtigung der Durchdringung und Phasenlage

Durchdringung	0 %	20 %		40 %		60 %		80 %		100 %	
Phasenlage	-	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.	I.E.P.	I.P.
Lastszenario											
leicht	1,5	0,6	3,2	2,0	4,9	4,1	7,0	5,8	8,7	7,7	10,7
moderat	2,8	1,7	4,4	1,9	6,1	3,6	8,2	5,2	9,9	7,0	11,9
stark	4,5	3,3	6,1	2,7	7,8	3,4	9,9	4,6	11,7	6,3	13,7

Tabelle 44: Maximaler Spannungsüberschwingungsgehalt in der Einspeisung bei Anschluss von Ladestationen mit 17,4 % THD Stromüberschwingungen unter Berücksichtigung der Durchdringung und Phasenlage

Für die Ladestation mit 5,6 % THD konnte erst bei 100 % Durchdringung und bei Vorliegen der Harmonischen in Phase im starken Lastszenario eine Grenzwertverletzung festgestellt werden. Für die zweite Ladestation mit 9,7 % THD ist der Grenzwert bei 80 % Durchdringung und starker Last zu identifizieren. Somit kann man zusammenfassend sagen, dass die Spannungsüberschwingungen im Verteilnetz nur bei sehr hohen xEV-Durchdringungen den kritischen Grenzwert erreichen können.

6.4.3.3 Asymmetrische Belastung im Verteilnetz durch Elektrofahrzeuge

Asymmetrie entsteht, wenn einzelne Phasen durch Lasten stärker ausgelastet sind als andere. Um die Vergleichbarkeit und Aussagekraft des Ergebnisses beurteilen zu können, wurden die beiden in Tabelle 45 vorgestellten Szenarien der Belastung der drei Phasen durch ladende EVs untersucht.

	Phase a	Phase b	Phase c
Szenario 1	60 %	30 %	10 %
Szenario 2	100 %	0 %	0 %

Tabelle 45: Belastung der Phasen durch xEV-Ladestationen in zwei Szenarien

Die Plausibilität der Szenarien steht weniger im Vordergrund als die Veranschaulichung des Potenzials von elektrischen Fahrzeugen die Asymmetrie im Netz hervorzurufen. Insbesondere das zweite Szenario als extreme Ungleichverteilung ist unwahrscheinlich. Die Anzahl der Fahrzeuge die gleichzeitig geladen werden wird proportional zur Anzahl der Haushalte des Lastknotens angenommen. Die Last ohne Ladeeinrichtungen ist in Tabelle 46 dargestellt.

Knoten	11	15	16	17	18
Last am Knoten ohne xEV [kVA]	14	36	72	14	47

Tabelle 46: Knotenlasten im CIGRE-Niederspannungsreferenznetz ohne Ladeeinrichtungen für xEV

Im ersten Szenario werden die beiden xEV-Durchdringungen 40 % und 50 % betrachtet. Eine prozentuale Aufteilung nach Phasen für die beiden Durchdringungen liefert die in Tabelle 47 aufgeführten absoluten Fahrzeugzahlen.

Knoten	11	15	16	17	18
<i>24 Fahrzeuge (40 % xEV-Durchdringung)</i>					
Phase					
a	1	3	6	1	4
b	1	1	3	0	2
c	0	0	1	0	1
<i>30 Fahrzeuge (50 % xEV-Durchdringung)</i>					
Phase					
a	1	4	7	1	5
b	1	2	4	1	2
c	0	1	1	0	1

Tabelle 47: Szenario 1: Absolute Fahrzeugzahlen je Phase

Jedes Fahrzeug wird mit einphasig 3,7 kW angeschlossen, so dass sich durch die Simulation die in Tabelle 48 dargestellten Spannungsasymmetrien an den Knoten ergeben.

Knoten	11	15	16	17	18
<i>24 Fahrzeuge (40 % xEV-Durchdringung)</i>					
VUF [%]	1,24	1,81	1,66	1,76	1,79
<i>30 Fahrzeuge (50 % xEV-Durchdringung)</i>					
VUF [%]	1,42	2,08	2,02	2,11	2,21

Tabelle 48: Szenario 1: Spannungsasymmetrie an den Lastknoten durch einphasiges Laden

Es ist ersichtlich, dass bei einer xEV-Durchdringung von 40 % keine Grenzwertverletzung von über 2 % VUF auftritt. Erst bei einer Durchdringung von 50 % wird dieser Wert mehrheitlich an den betrachteten Lastknoten verletzt.

Für das zweite Szenario werden mit 20 % und 25 % im Verhältnis zum ersten Szenario schwächere Durchdringungen untersucht. Die Betrachtung erfolgt analog dem ersten Szenario. Tabelle 49 zeigt, dass die Fahrzeuge an einem Knoten auf genau eine Phase gelegt sind. Die stärkste Belastung erfährt Knoten 16, an welchem mit 5 Fahrzeugen an Phase a 18,5 kW zusätzliche Ladeleistung nachgefragt werden.

Knoten	11	15	16	17	18
<i>12 Fahrzeuge (20 % xEV-Durchdringung)</i>					
Phase a	1	2	5	1	3
VUF [%]	1,17	1,63	1,71	1,88	1,86
<i>15 Fahrzeuge (25 % xEV-Durchdringung)</i>					
Phase a	1	3	7	1	3
VUF [%]	1,44	2,24	2,22	2,28	2,26

Tabelle 49: Szenario 2: Spannungsasymmetrie bei vollständiger Belastung nur einer Phase

In diesem Fall wird deutlich, dass bei xEV-Durchdringung von 25 % eine Grenzwertverletzung nach EN 50160 festgestellt werden kann, während eine xEV-Durchdringung von 20 % möglich ist. Für beide vorgestellten Szenarien gilt, dass durch weitere Quellen von Spannungsasymmetrie auch schon vor Erreichen der hier dargestellten Durchdringungen eine Grenzwertverletzung eintreten kann, da in dem simulierten Fall ohne zusätzliche Ladeleistung von vollständiger Symmetrie ausgegangen wurde.

6.4.3.4 Betrachtung der Spannungshaltung und Leitungsbelastung bei verschiedenen xEV-Durchdringungen

Der durch xEV erzeugte zusätzliche Spannungsfall und die zusätzliche Leitungsbelastung im Verteilnetz sind im hohen Maße abhängig von dem Ort der Ladung bzw. der Frage ob sich die xEV-Anschlüsse an einem Knoten im Netz häufen oder ob sie gleichmäßig auf alle Knoten verteilt werden. Generell gilt für Strahlennetze, wie sie in Abschnitt 6.4.2.3 und 6.4.2.4 vorgestellt wurden, dass der Spannungsfall umso kritischer ist, je weiter der Netzknoten vom Transformator entfernt ist, während die Leitungsbelastung am Teilstück vor dem Transformator am größten ist, da hier alle Lasten des Netzes kumuliert über die Leitung fließen.

Da die untersuchte Topologie aus einem Hauptstrahl (Knoten 0–10) und fünf davon abzweigenden Strahlen besteht, wird aus Gründen der Übersichtlichkeit der Spannungsfall und die Leitungsauslastung für jeden Strahl einzeln aufgeführt. Abbildung 98 zeigt den Spannungsfall im Referenznetz ohne xEV während Abbildung 99 die Leitungsbelastung ohne xEV zeigt. Man erkennt, dass die niedrigsten Spannungswerte mit jeweils 0,93 p.u. an Knoten 17 und 18 gemessen werden. Die maximale Leitungsbelastung wird mit rund 67 % am Leitungsabschnitt zwischen Knoten 1 und Knoten 2 gemessen. Die Belastung zwischen Knoten 0 und 1 ist in Abbildung 99 nicht dargestellt, da es sich hierbei um die Auslastung des Transformators handelt. Diese liegt im Szenario ohne xEV bei rund 62 %.

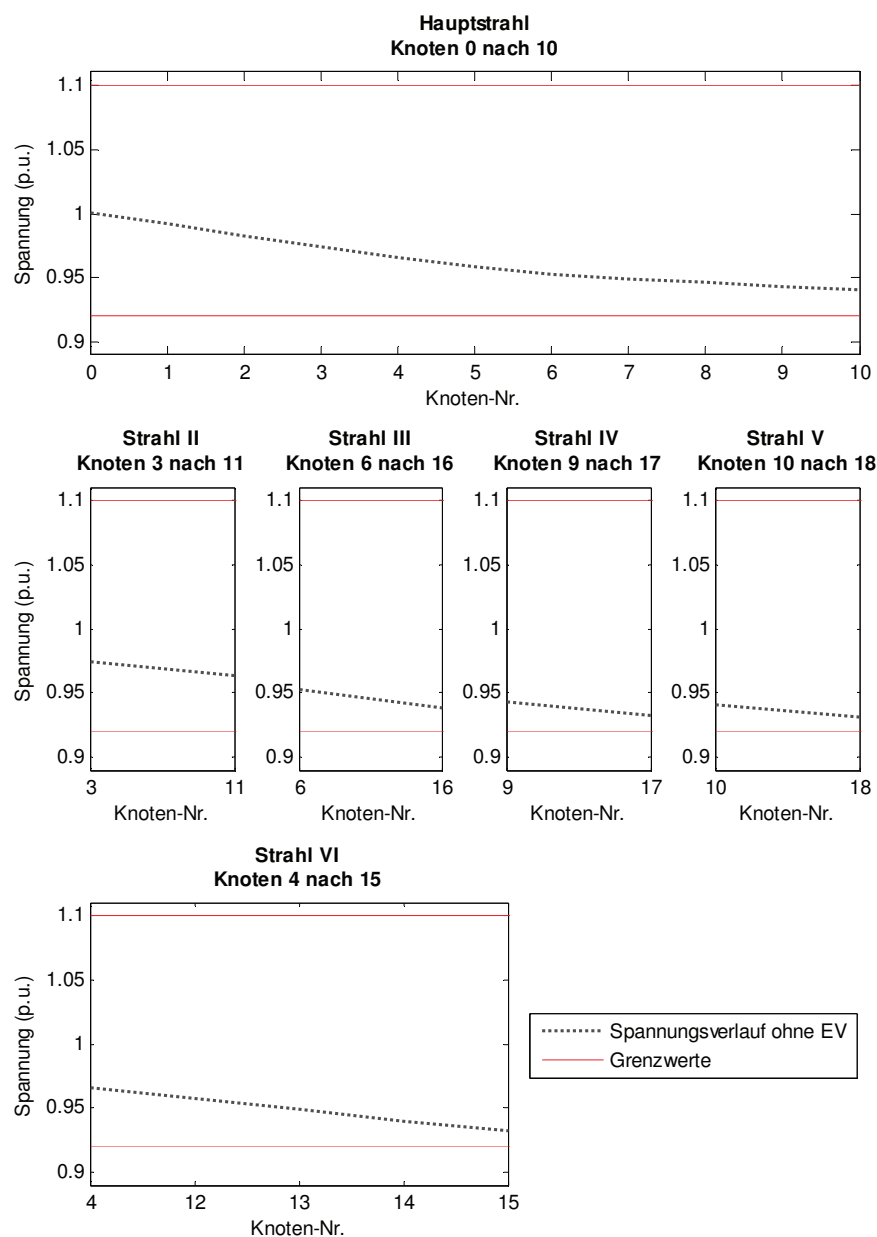
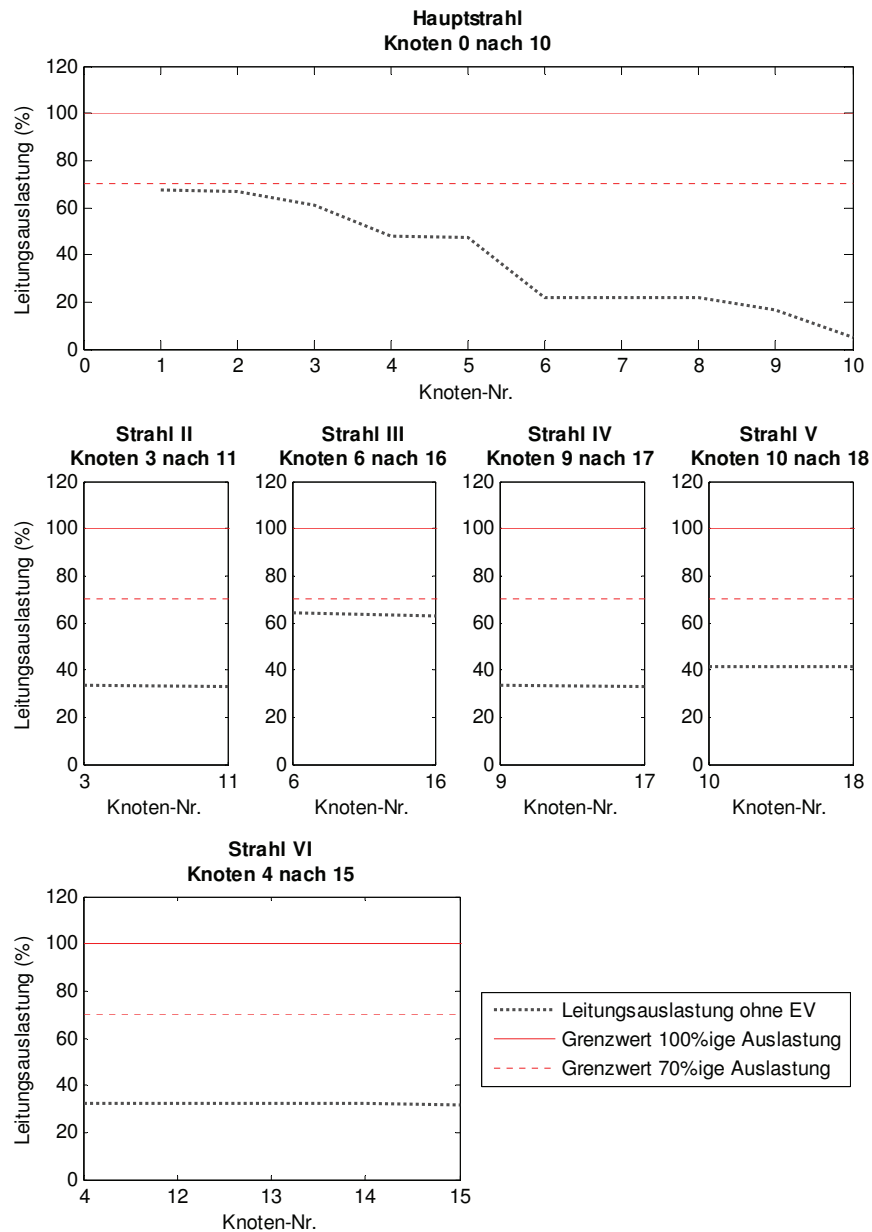


Abbildung 98: Spannungsfall im Referenznetz ohne xEV

An den Grenzwerten im Szenario ohne xEV erkennt man, dass das gewählte Referenznetz so definiert ist, dass schon bei Höchstlast die zulässigen Grenzwerte annähernd erreicht werden. Dies ist im Sinne der durchzuführenden Worst-Case-Analyse für die Integration von xEV.

**Abbildung 99: Leitungsauslastung im Referenznetz ohne xEV**

Wie in den vorangegangenen Abschnitten bereits erläutert, wird eine Heimladung der xEV untersucht. Daher werden alle xEV in den Simulationen an die Knoten mit Haushaltslasten angeschlossen. Dies sind die Knoten 11, 15, 16, 17, und 18. Um die maximale mögliche xEV-Integration für das zu untersuchende Referenznetz zu bestimmen, wurde die Methode der Grenzkurvenanalyse angewandt. Dabei wurde für die in Abschnitt 6.4.2.1 definierten Ladeleistungen die xEV-Anzahl sowohl jeweils an jedem Haushaltslastknoten soweit erhöht bis es

zu einer Grenzwertverletzung kam, als auch eine Gleichverteilung der EVs an den Knoten mit Haushaltsanschlüssen im Netz angenommen. Letzteres bedeutet beispielsweise, dass zuerst die Ladung eines xEV an Knoten 11 angenommen wurde. Führt dies zu keinen Grenzwertverletzungen, wurde die Ladung eines zweiten xEV an Knoten 15 angenommen usw. Konnten in der Simulation allen Haushaltslastknoten ein ladendes xEV zugewiesen werden, ohne dass es zu Grenzwertverletzungen kam, wurde bei der Analyse der Gleichverteilung der ladenden EVs ein zweites Fahrzeug zum Laden an Knoten 11 angeschlossen. Dieser Algorithmus wurde so lange fortgesetzt, bis es zu einer Grenzwertverletzung aufgrund der ladenden xEV kam. Vergleicht man die Analysen für Häufung der xEV an einem Lastknoten und Gleichverteilung der xEV auf alle Lastknoten, so steht die größte ermittelte xEV-Anzahl, bei der es zu keiner Grenzwertverletzung kam, für die maximale xEV-Durchdringung bei optimalem Anschluss der xEV, während die kleinste ermittelte xEV-Anzahl die maximale xEV-Durchdringung im schlimmsten Fall anzeigt. Die xEV-Durchdringung ermittelt sich hierbei aus dem Quotienten aus integrierbarer xEV-Anzahl und angenommener KFZ-Anzahl im untersuchten Verteilnetz. Letztere beläuft sich, wie in 6.4.2.6 aufgeführt, auf 60 Fahrzeuge.

Definiert man den Grenzwert der Leitungsauslastung bei 70 % ihrer maximalen Auslastung, so zeigt die Grenzkurvenanalyse für das Szenario ungesteuertes Laden zur Spitzenlastzeit, dass bereits bei einer Ladeleistung von 3,7 kW zwei ladende EVs zu einer Grenzwertverletzung führen. Dies entspricht einer xEV-Durchdringung von 3 %. Betroffen ist der Leitungsabschnitt zwischen Knoten 1 und 2, der mit 70 % seiner Übertragungskapazität belastet ist. Dabei ist der Anschlussknoten der Fahrzeuge nicht relevant. Es kam sowohl zur Verletzung der Leitungsgrenzwerte, wenn beide xEV an einem Knoten geladen werden, als auch im Falle einer Gleichverteilung der xEV. Abbildung 100 und Abbildung 101 zeigen Spannungsfall und Leitungsauslastung für den Fall, dass jeweils ein xEV an Knoten 11 und ein xEV an Knoten 15 mit 3,7 kW geladen wird. Auf Abbildung 100 erkennt man, dass dies zu einem zusätzlichen Spannungsfall auf Strahl II und Strahl VI führt. Allerdings wird die zulässige Spannungsuntergrenze von 0,92 p.u. nicht verletzt. Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 101, dass es durch die höhere Leitungsauslastung in Strahl II und Strahl VI zu einer Grenzwertverletzung zwischen Knoten 1 und 2 auf dem Hauptstrahl kommt.

Während bei einer Ladeleistung von 3,7 kW nur eine sehr geringe xEV-Durchdringung von 3 % zulässig ist, führt die Erhöhung der Ladeleistung logischerweise dazu, dass zum Zeitpunkt der Spitzenlast kein xEV geladen werden kann, ohne dass der zulässige Grenzwert der Leitungsauslastung von 70 % der Übertragungskapazität verletzt wird. Möchte man höhere Ladeleistungen im Referenznetz untersuchen, muss man folglich eine höhere Leitungsauslastung zulassen.

Erhöht man den zulässigen Grenzwert der Leitungsauslastung auf 100 % der maximalen Übertragungskapazität, variieren die Ergebnisse der xEV-Integration stark in Abhängigkeit des Knotens an welchem die xEV geladen werden. Kumuliert man die ladenden xEV an einem Knoten, so liegt die maximal mögliche xEV-Integration im schlechtesten Fall bei ebenfalls 2 Fahrzeugen, wenn beide EVs an Knoten 17 angeschlossen werden. Ausschlaggebend ist hierbei die Verletzung des Spannungsbandes bei einer weiteren Erhöhung der xEV-Anzahl. Die maximal mögliche Anzahl ladender xEV an einem Knoten liegt bei 8 xEV. Dies erfordert, dass alle xEV an Knoten 16 geladen werden. Eine weitere Erhöhung führt auch

hier zu einer Verletzung des Spannungsbandes. Bei Gleichverteilung der xEV auf alle Knoten können 7 xEV im Referenznetz zum Zeitpunkt der Spitzenlast geladen werden. Die mögliche xEV-Durchdringung bei 3,7 kW variiert damit zwischen 3 % und 13 %.

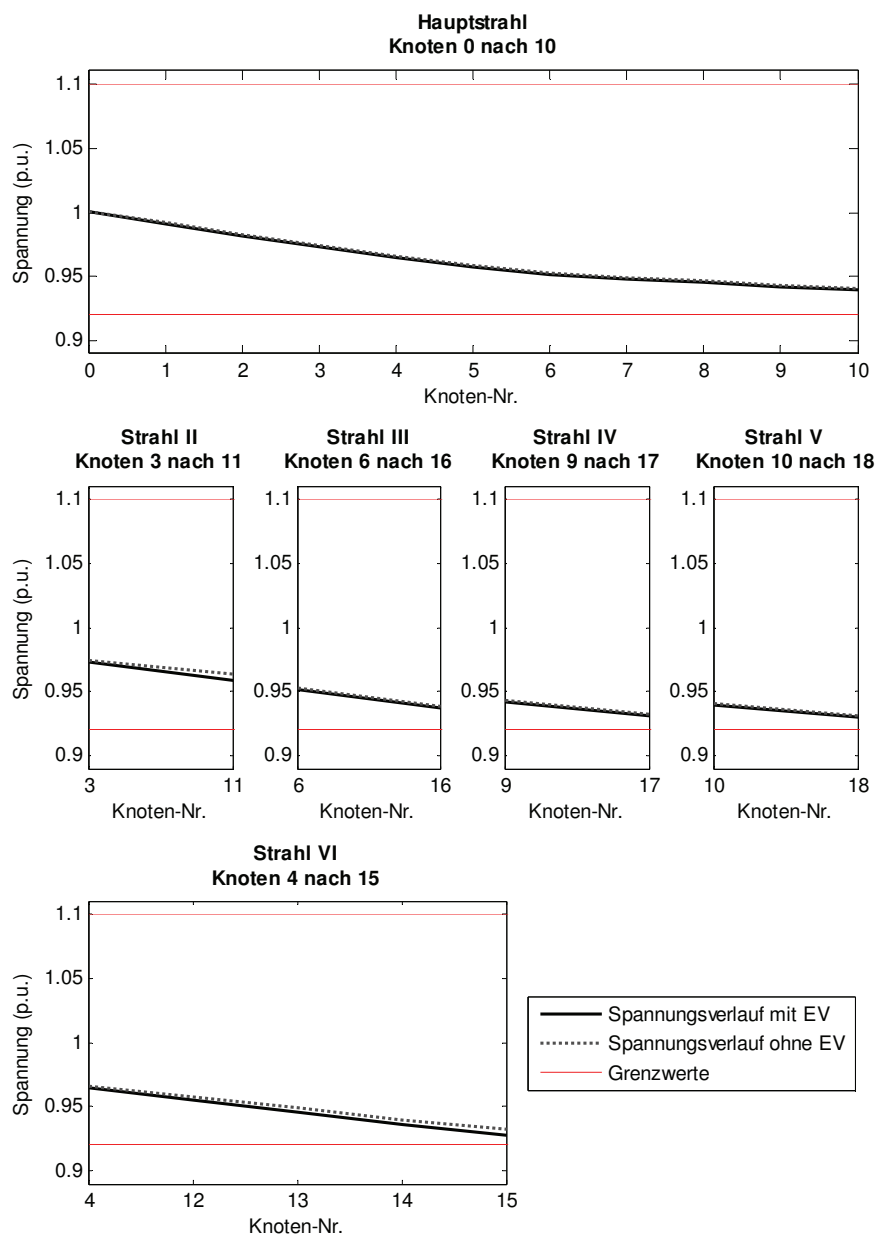


Abbildung 100: Spannungsfall bei Ladung von jeweils einem xEV an Knoten 11 und 15

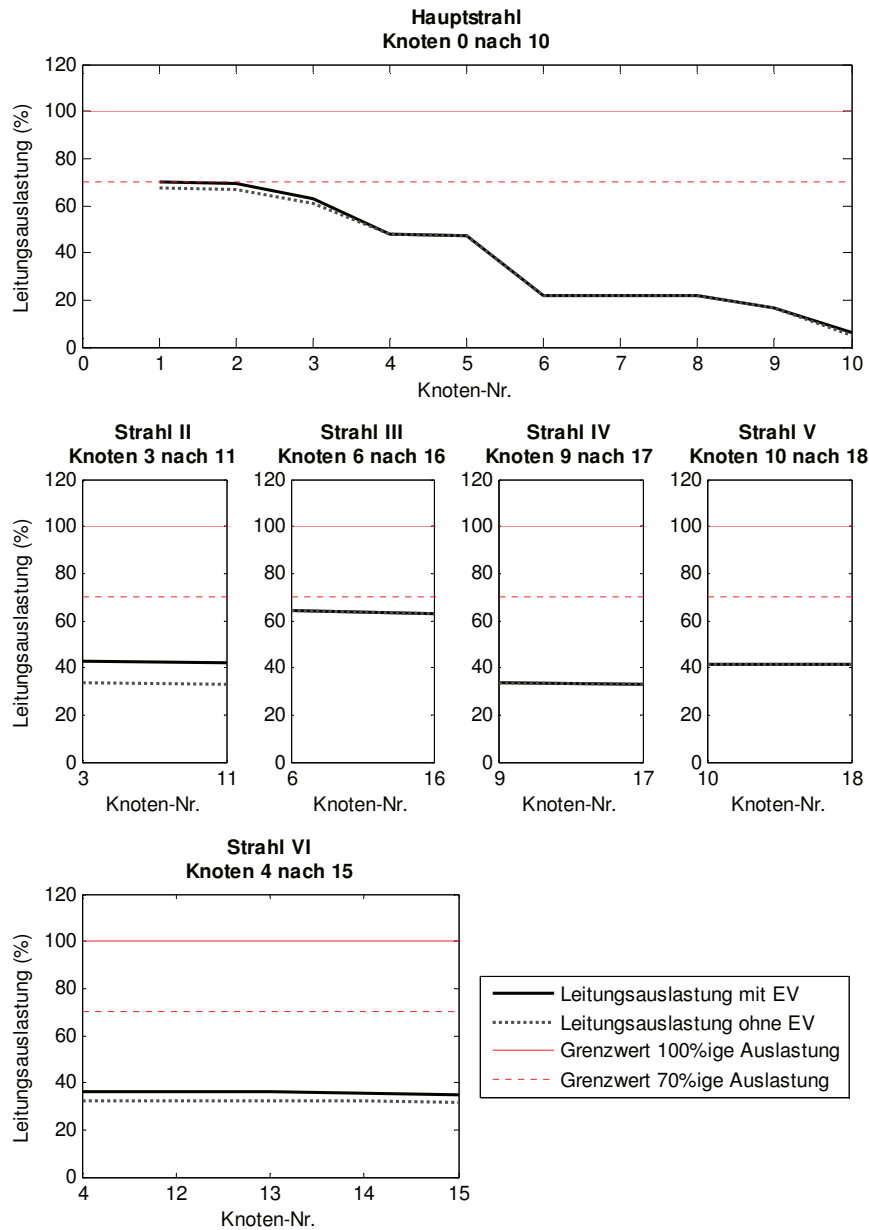


Abbildung 101: Leitungsauslastung bei Ladung von jeweils einem xEV an Knoten 11 und 15

Erhöht man die Ladeleistung auf 7,4 kW, sinkt die zulässige xEV-Durchdringung. Im Referenznetz liegt der Wert dann zwischen 2% und 7%. Die kritische Stelle im Netz bleibt die Ladung von EVs an Knoten 17. Eine weitere Erhöhung der Ladeleistung auf 11,1 kW zeigt, dass im schlimmsten Fall kein xEV zum Zeitpunkt der Spitzenlast geladen werden kann.

Zusammenfassend für die Analyse zum Zeitpunkt der Spitzenlast kann man also sagen, dass für das untersuchte Testnetz nur einphasiges Laden mit 16 A oder 32 A in Frage kommt. Die maximal mögliche xEV-Durchdringung im schlimmsten Fall liegt für eine Ladung mit 16 A bei 3 % während sie sich bei einer schnelleren Ladung der Batterie gemäß Ladebetriebsart 2 mit 32 A auf 2 % reduziert. Tabelle 50 zeigt die Grenzwerte für xEV-Durchdringung bei ungesteuertem Laden in Abhängigkeit von Ladeleistung und Auslastungsgrenzwert der Leitung.

Ladeleistung	100 % Leitungsauslastung zulässig			70 % Leitungsauslastung zulässig		
	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung
3,7 kW	3 %	13 %	12 %	2 %	2 %	2 %
7,4 kW	2 %	7 %	5 %	0 %	0 %	0 %
11,1 kW	0 %	3 %	2 %	0 %	0 %	0 %
22,2 kW	0 %	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %

Tabelle 50: Grenzwerte für xEV-Durchdringung im Referenznetz bei ungesteuertem Laden

Gelingt es durch eine geeignete Ladeinfrastruktur den Zeitpunkt der Ladung auf die Nacht zwischen 0:00 Uhr und 6:00 Uhr zu verschieben, kann eine Verbesserung der im Testnetz realisierbaren xEV-Durchdringung erreicht werden, da die Netzbelastung durch Haushaltslasten zu diesem Zeitpunkt deutlich unterhalb der Spitzenlast liegt. Für die Simulationen wurden gemäß der verwendeten VDEW-Haushaltslastkurven angenommen, dass die Last in dem für Nachtladung untersuchten Zeitfenster maximal 40 % der Spitzenlast beträgt.

Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW und einer zulässigen Leitungsauslastung von 100 % der Übertragungskapazität, sind bei gesteuertem Laden xEV-Durchdringungen zwischen 10 und 34 xEV möglich. Abbruchkriterium war bei kumulierten Laden von mehr als 10 xEV an Knoten 11 und Knoten 17 eine Leitungsüberlastung auf dem Strahl II bzw. Strahl IV. Abbildung 102 zeigt die Auslastung der Netzstrahlen beim Laden von 11 EVs an Knoten 11. Man erkennt die Überlastung auf Strahl II, die sich durch eine Anhebung der Leitungsauslastung zwischen Knoten 1 und Knoten 3 auf dem Hauptstrahl fortsetzt. Da im Hauptstrahl, wie in Abschnitt 6.4.2.4 beschrieben, Kabel mit einer größeren Übertragungskapazität modelliert wurden, kommt es auf diesem Teilabschnitt jedoch nicht zu einer Leitungsüberlastung. Eine ähnliche Situation im Verteilnetz entsteht, wenn, wie in Abbildung 103 gezeigt, 11 EVs an Knoten 17 geladen werden. Auch hier kommt es am betreffenden Netzstrahl zu einer Leitungsauslastung von 120 %. Da Knoten 17 weiter vom Transformator entfernt ist als Knoten 11, kommt es auf einem längeren Teilstück des Hauptstrahls zu einer Erhöhung der Leitungsauslastung. Auf die Leitungsauslastung aller anderen Netzstrahlen hat dieses Szenario

keine Auswirkung. Dies ändert sich, wenn man die Knotenspannungen betrachtet. Wie Abbildung 104 zeigt, wirkt sich das Laden von 11 EVs an Knoten 17 auf die Spannung aller Knoten im Netz aus. Der untere Grenzwert an Knoten 17 wird beinahe erreicht. Daraus kann man schließen, dass selbst bei einer Verstärkung der Leitung nicht mehr Fahrzeuge geladen werden könnten, da es statt dessen zu einer Verletzung des Spannungsgrenzwerts käme. Bei einer Gleichverteilung der EVs auf alle Knoten mit Hausanschlüssen kam es zu einer Verletzung des unteren Spannungsgrenzwertes von 0,92 p.u. bevor es zu Leitungsüberlastungen kam. Abbildung 105 zeigt, dass in diesem Fall wieder Knoten 17 betroffen ist.

Erhöht man die Ladeleistung, ist bei 7,4 kW und kumulierten Laden mehrerer xEV an einem Lastknoten im schlechtesten Fall eine xEV-Durchdringung von 7 % möglich. Bei 11,1 kW sinkt dieser Wert auf 5 % während sich die xEV-Durchdringung bei 22 kW und kumulierten Laden auf 2 % reduziert. Geht man von einer Gleichverteilung der xEV im Netz aus, ist bei 7,4 kW eine Durchdringung von 25 %, bei 11,1 kW eine Durchdringung von 17 % und bei 22,2 kW immerhin eine Durchdringung von 10 % möglich.

Durch eine Reduktion der zulässigen Leitungsauslastung von 100 % auf 70 % reduzieren sich auch die realisierbaren xEV-Durchdringungen bei gesteuertem Laden. Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW ist im schlechtesten Fall eine xEV-Durchdringung von 10 % möglich. Bei 7,4 kW und 11,1 kW sinkt dieser Wert auf 3 %, während bei einer Ladeleistung von 22,2 kW auch bei gesteuerten Nachtladen im schlechtesten Fall kein xEV beladen werden kann. Alle ermittelten Grenzwerte für die xEV-Durchdringung bei gesteuertem Nachtladen sind in Tabelle 51 zusammengefasst.

Ladeleistung	100 % Leitungsauslastung zulässig			70 % Leitungsauslastung zulässig		
	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung
3,7 kW	17 %	38 %	57 %	10 %	28 %	50 %
7,4 kW	7 %	17 %	25 %	3 %	12 %	17 %
11,1 kW	5 %	12 %	17 %	3 %	10 %	17 %
22,2 kW	2 %	5 %	10 %	0 %	3 %	0 %

Tabelle 51: Grenzwerte für xEV-Durchdringung im Referenznetz bei gesteuertem Laden

Zusammenfassend kann man sagen, dass bei gesteuertem Laden im Vergleich zu ungesteuertem Laden auch bei der ungünstigsten Verteilung von xEV im Testnetz dreiphasiges Laden mit 16 A möglich wird. Dreiphasiges Laden mit 32 A ist nur für eine sehr geringe xEV-Durchdringung möglich, wenn eine Leitungsauslastung über 70 % zulässig ist.

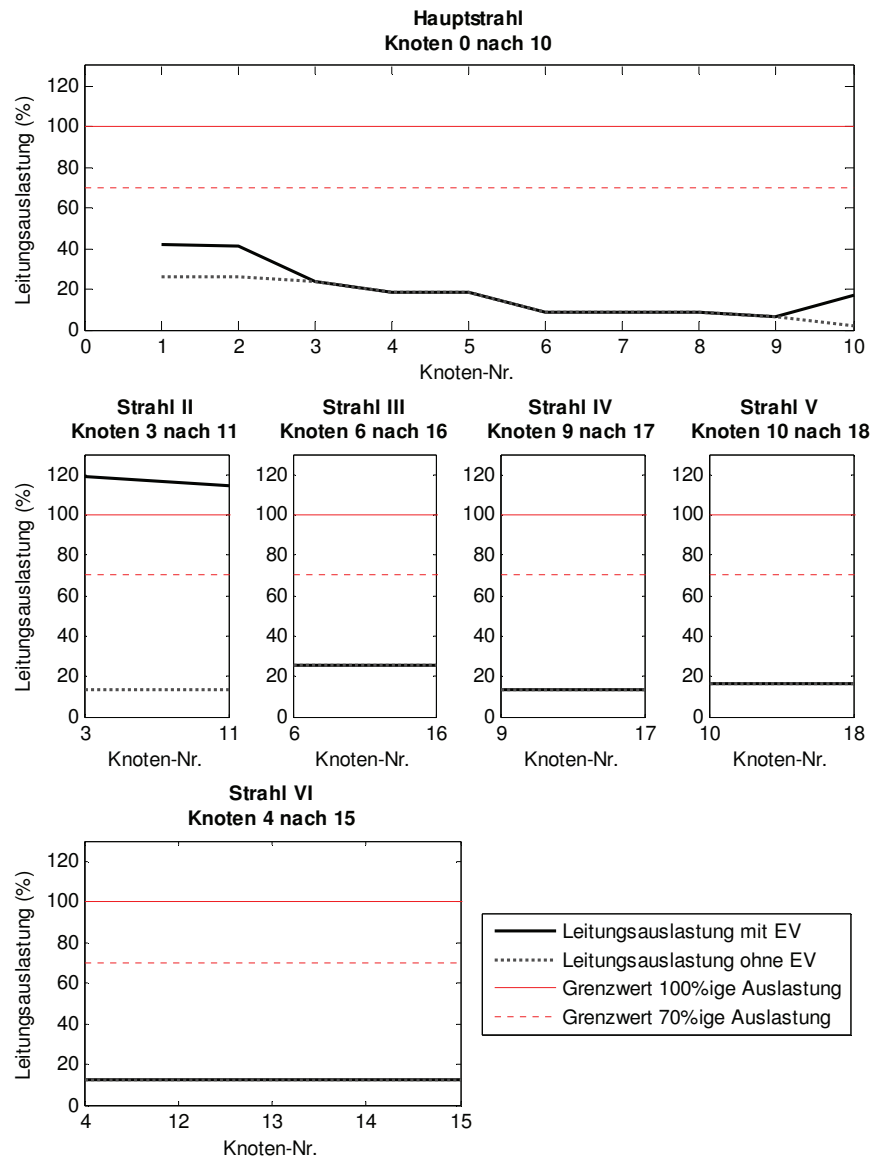


Abbildung 102: Leitungsauslastung bei Laden von 11 xEV an Knoten 11

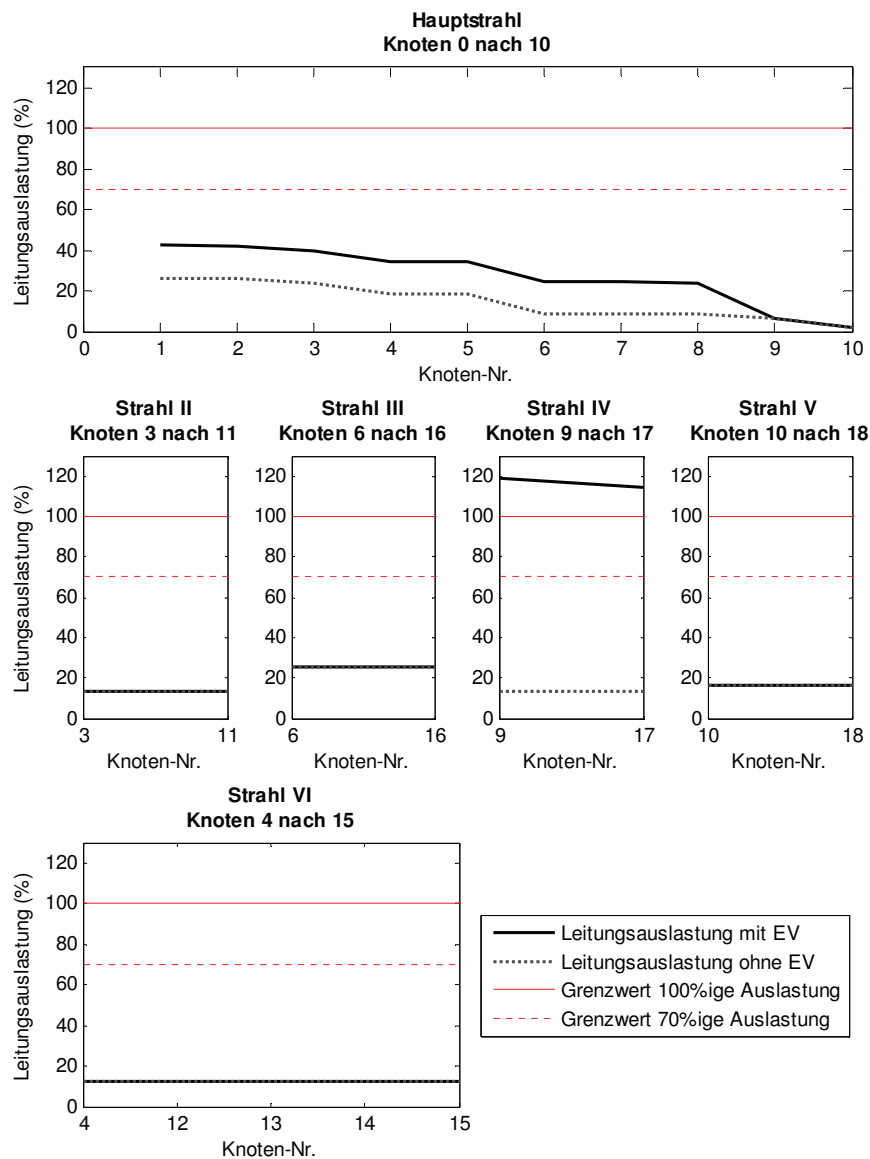


Abbildung 103: Leitungsauslastung bei Laden von 11 xEV an Knoten 17

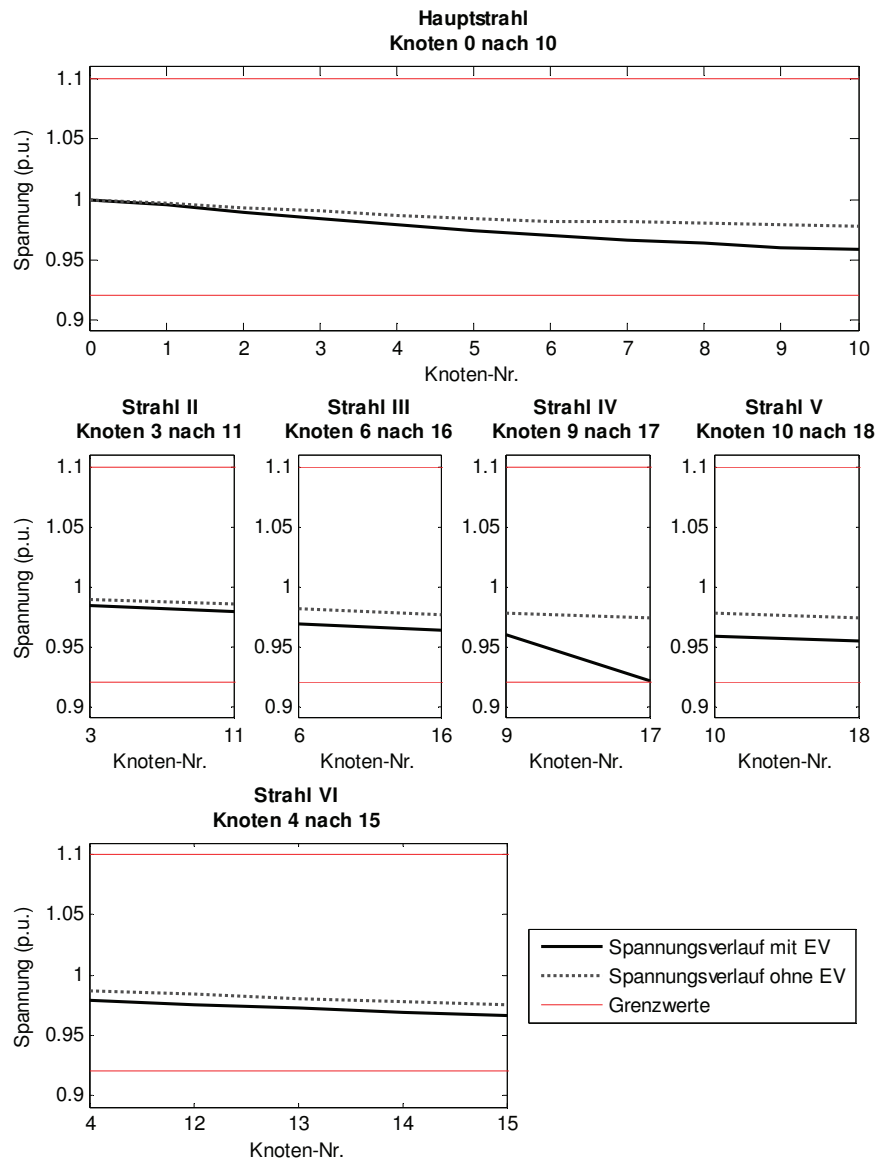


Abbildung 104: Knotenspannungen bei Laden von 11 xEV an Knoten 17

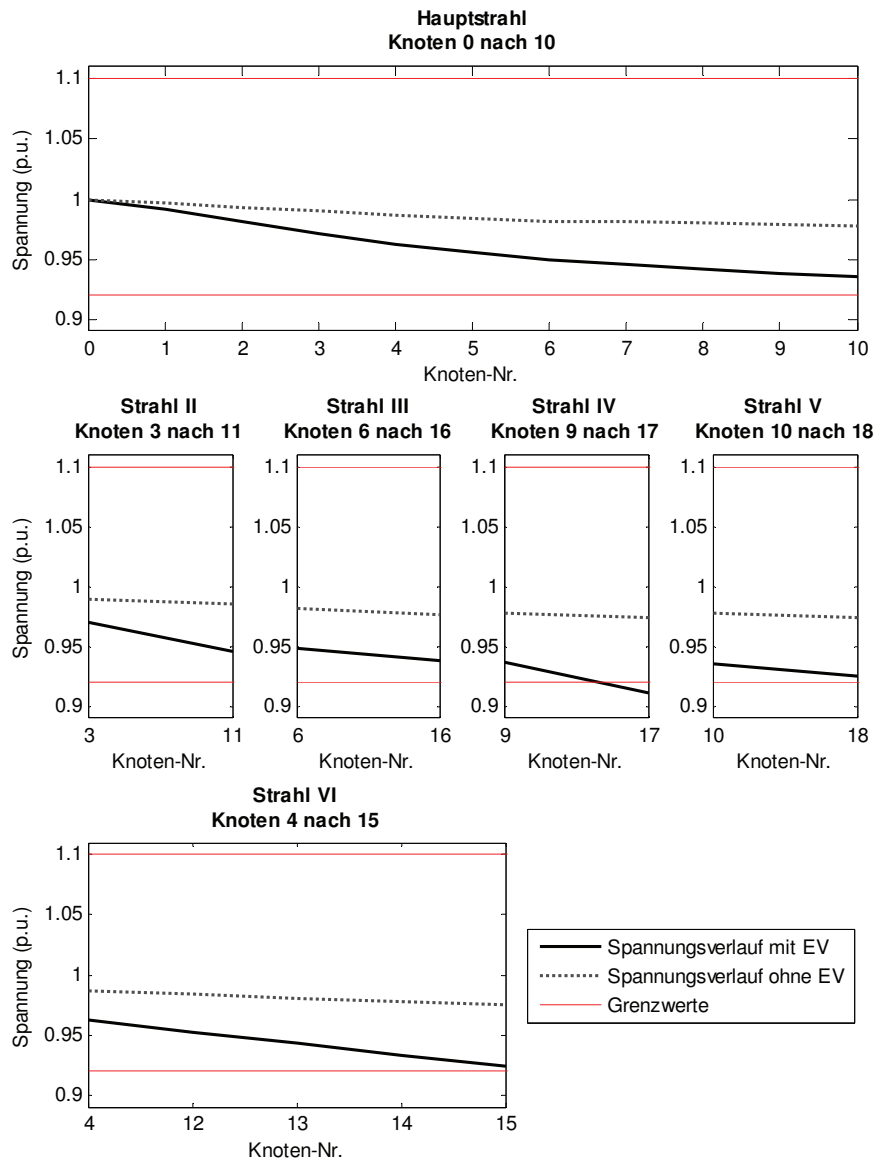


Abbildung 105: Knotenspannung bei Gleichverteilung von 35 xEV an die Haushaltslastknoten

Neben der Verletzung der unteren Spannungsgrenze und Leitungskapazitäten durch Beladen der xEV, ist es theoretisch auch möglich, dass Grenzwertverletzungen durch das gleichzeitige Entladen vieler xEV auftreten. Hierbei wäre neben den Leitungskapazitäten die zulässige Spannungsobergrenze von 1,1 p.u. betroffen. Dabei sind v.a. Zeitpunkte niedriger Netzlast kritisch, da die Auswirkungen des Entladens von xEV grundsätzlich durch die Haushaltslasten abgemildert werden.

Bei dem in Tabelle 52 betrachteten Szenario einer Rückspeisung durch xEV zwischen 17:00 Uhr und 19:00 Uhr, ist daher die niedrigste Last im Sinne einer Worst-Case-Analyse ausschlaggebend. Diese liegt laut VDEW-Haushaltslastprofile bei rund 50 % der Spitzenlast. Die Analyse der im schlechtesten Fall maximal möglichen xEV-Durchdringung bei einer Entladeleistung von 3,7 kW zeigt, dass für dieses Szenario eine xEV-Durchdringung von 15 % möglich ist, bevor es zu einer Überlastung der Kabel kommt. Hierbei wurde von einer maximal zulässigen Leitungsauslastung von 70 % ausgegangen. Bei Gleichverteilung der einspeisenden xEV im Referenznetz und einer zulässigen Leitungsauslastung von 100 % wurden die zulässigen Grenzwerte erst bei einer xEV-Durchdringung von mehr als 102 % verletzt. Das heißt, dass in diesem Fall das Referenznetz mehr EVs aufnehmen kann, als KFZ angenommen wurden.

Leistung der Rückspeisung	100 % Leitungsauslastung zulässig			70 % Leitungsauslastung zulässig		
	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung
3,7 kW	20 %	65 %	102 %	15 %	48 %	78 %
7,4 kW	10 %	32 %	52 %	7 %	23 %	37 %
11,1 kW	7 %	20 %	35 %	5 %	17 %	28 %
22,2 kW	3 %	10 %	17 %	2 %	7 %	12 %

Tabelle 52: Grenzwerte für xEV-Durchdringung im Referenznetz bei Rückspeisung zwischen 17:00 Uhr und 19:00

Bezüglich der Rückspeisung durch xEV ins Verteilnetz sind kritischere Szenarien denkbar als die eben beschriebene Rückspeisung zwischen 17:00 Uhr und 19:00 Uhr. Geht man beispielsweise davon aus, dass die ans Netz angeschlossenen xEV positive Regelernergie anbieten, ist auch eine Rückspeisung zum Zeitpunkt des Lastminimums denkbar. Die Grenzwerte der xEV-Durchdringung schwanken hier in Abhängigkeit von der Leistung der Rückspeisung und der zulässigen Leitungsauslastung zwischen 2 % und 93 %, wie Tabelle 53 zu entnehmen ist. In allen Fällen ist die xEV-Durchdringung durch die Leitungskapazitäten und nicht durch die Spannung begrenzt. Die Überlastung trat in den meisten Fällen auf Strahl II zwischen Knoten 3 und Knoten 11 auf.

Leistung der Rückspeisung	100 % Leitungsauslastung zulässig			70 % Leitungsauslastung zulässig		
	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung	kumulierte Ladung im schlechtesten Fall	kumulierte Ladung im besten Fall	Gleichverteilung der xEV-Ladung
3,7 kW	18 %	55 %	93 %	13 %	40 %	70 %
7,4 kW	10 %	28 %	42 %	7 %	20 %	37 %
11,1 kW	5 %	18 %	28 %	3 %	13 %	20 %
22,2 kW	2 %	10 %	12 %	2 %	7 %	12 %

Tabelle 53: Grenzwerte für xEV-Durchdringung im Referenznetz bei Rückspeisung zum Zeitpunkt des Lastminimums

6.4.3.5 Vergleich der betrachteten Grenzwerte

Um eine Integration der xEV in das Verteilnetz zu ermöglichen ohne dabei die Spannungsqualität zu beeinträchtigen, wurden zulässige xEV-Durchdringungen hinsichtlich der gültigen Grenzwerte für Oberschwingungsanteile von Ladesäulen, Asymmetrie der Ladung und Spannungsband simuliert. Die Analyse der Spannungsoberschwingungen ergab, dass selbst bei Ladesäulen mit 17,4 % THD eine xEV-Durchdringung von 40 % im untersuchten Niederspannungsnetz möglich war. Es ist jedoch anzunehmen, dass der THD von Ladesäulen deutlich unter dem zulässigen Höchstwert von 17,4 % liegt. Geht man beispielsweise von einem THD der Ladesäulen von 5,6 % aus, sind sogar xEV-Durchdringungen von 80 % möglich, ohne die Grenzwerte der DIN EN 50160 zu verletzen. Störungen aufgrund von asymmetrischen Lasten ergaben sich bei xEV-Durchdringungen über 20 % unter der Annahme, dass alle ladende EVs an die gleiche Phase angeschlossen sind. Mit der Anzahl der xEV im Netz steigt jedoch auch die Wahrscheinlichkeit einer symmetrischen Last der ladenden xEV, da der Anschluss der Ladestationen auf alle Phasen gleichverteilt erfolgt. Die niedrigsten zulässigen xEV-Durchdringungen ließen sich bei der Untersuchung des Spannungsbandes und der Leitungsauslastungen zeigen. Begrenzt man die Leitungsauslastung, wie in der Praxis üblich, auf 70 % ihrer gesamten Übertragungskapazität, ist bei ungesteuertem Laden zur Spitzenlastzeit lediglich eine xEV-Durchdringung von 2 % im untersuchten Niederspannungsnetz möglich. Lässt man eine Leitungsauslastung von maximal 100 % zu, steigt die zulässige xEV-Durchdringung zwar auf 12 %, liegt jedoch immer noch deutlich unter den für Oberschwingungen und Asymmetrie ermittelten Grenzwerten. In der Analyse der Spannungshaltung zeigte sich außerdem eine große Streuung der Ergebnisse in Abhängigkeit von dem gewählten Anschlussknoten, der Häufung von EVs an einem Knoten und dem gewählten Lademodell. Daher werden im Folgenden die einzelnen Ergebnisse der Analyse der Spannungshaltung miteinander verglichen und deren Plausibilität diskutiert.

In Abbildung 106 werden die Grenzwerte der zulässigen xEV-Durchdringung im Referenznetz bei ungesteuerten und gesteuerten Läden verglichen. Hierbei gilt eine maximal zulässige Leitungsauslastung von 70 %. Gesteuertes Nachtladen führt hierbei zu einer deutlichen Verbesserung der xEV-Integration im Niederspannungsnetz. Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW versechsfacht sich die xEV-Durchdringung bei kumulierter Ladung der xEV im schlechtesten Fall. Bei Gleichverteilung der xEV an allen Lastknoten ist es sogar möglich, dreißig Mal so viele EVs zu integrieren wie im Fall von ungesteuertem Laden zur Spitzenlastzeit. Außerdem ermöglicht gesteuertes Nachtladen die Nutzung einer höheren Ladeleistung als 3,7 kW. Geht man wie in Abschnitt 6.4.2.6 hergeleitet von einer xEV-Durchdringung von 3 % im untersuchten Niederspannungsnetz im Jahr 2020 und von 18 % im Jahr 2030 aus, erkennt man an Abbildung 106, dass schon bei der niedrigen xEV-Durchdringung 2020 gesteuertes Laden notwendig ist, um die Grenzwerte im Niederspannungsnetz nicht zu verletzen. Dabei können die xEV mit einer Ladeleistung bis 11,1 kW geladen werden. Bei einer xEV-Durchdringung von 18 % im Jahr 2030 ist nur eine Ladeleistung von 3,7 kW notwendig, da die ermittelten maximal realisierbaren xEV-Durchdringungen für höhere Ladeleistungen unter 18 % liegen. Außerdem muss darauf geachtet werden, dass die Ladesäulen möglichst gleichmäßig auf die Anschlussknoten aufgeteilt werden, da bei kumulierten Läden im schlechtesten Fall nur eine xEV-Durchdringung von maximal 10 % zulässig ist.

Lässt man eine Auslastung der Kabel bis 100 % zu, verändern sich die Grenzwerte der xEV-Durchdringung wie in Abbildung 107 dargestellt. Im Jahr 2020 wäre dann ungesteuertes Laden bis 7,4 kW und gesteuertes Laden bis 22,2 kW auch bei ungünstiger Verteilung der xEV-Ladung im Referenznetz möglich. Bei einer auf 18 % gestiegenen xEV-Durchdringung im Jahr 2030 ist bei ungünstiger Verteilung der xEV-Ladung hingegen nicht einmal gesteuertes Laden mit 3,7 kW realisierbar ohne dass die zulässigen Grenzwerte bezüglich Spannung und Leitungsauslastung überschritten werden. Eine Gleichverteilung der xEV-Ladung im Referenznetz ist notwendig. Diese ermöglicht gesteuertes Laden bis zu einer Ladeleistung von 11,1 kW.

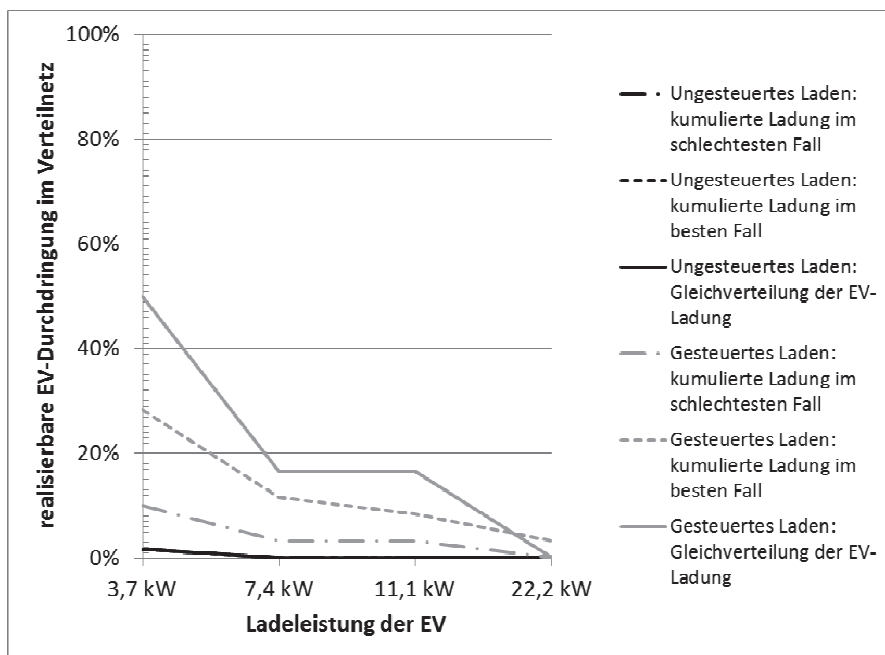


Abbildung 106: Vergleich ungesteuertes und gesteuertes Laden bei 70 % maximal zulässiger Leitungsauslastung

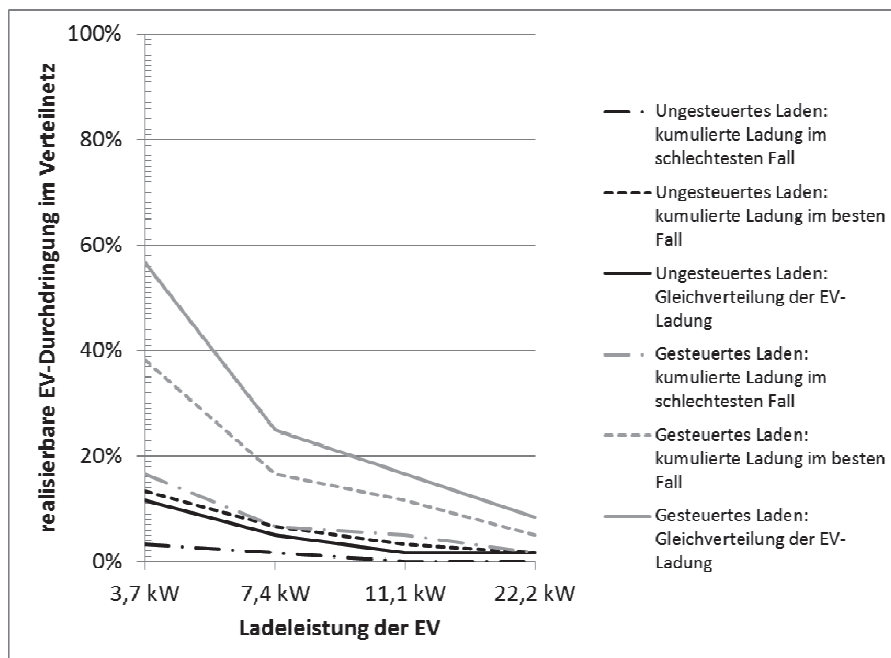


Abbildung 107: Vergleich ungesteuertes und gesteuertes Laden bei 100 % maximal zulässiger Leitungsauslastung

Die Grenzwerte der xEV-Durchdringung bei Rückspeisung durch die Elektrofahrzeuge sind für eine maximal zulässige Leitungsauslastung von 70 % in Abbildung 108 und eine maximal zulässige Leitungsauslastung von 100 % in Abbildung 109 gezeigt. Man erkennt, dass es keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der möglichen xEV-Durchdringung in beiden betrachteten Fällen gibt. Vergleicht man die Grenzwerte für xEV-Durchdringung bei Rückspeisung mit denen bei ungesteuertem und gesteuertem Laden, fällt auf, dass die realisierbaren xEV-Durchdringungen bei Rückspeisung generell höher sind als bei Laden der xEV.

Bei einer prognostizierten xEV-Durchdringung von 3 % im Jahr 2020 stellt die Rückspeisung selbst bei einer ungünstigen Verteilung und hoher Entladeleistung bis zu 22,2 kW kein Problem dar. Liegt die xEV-Durchdringung im Jahr 2030 bei 18 %, ist eine Rückspeisung bei ungünstiger Verteilung der ladenden EVs im Referenznetz nur möglich, wenn eine Leitungsauslastung über 70 % zulässig ist. Maximale Entladeleistung ist hierbei 3,7 kW. Die Gleichverteilung der Rückspeisung auf die Anschlusspunkte ermöglicht im Jahr 2030 hingegen eine Rückspeisung mit bis zu 11,1 kW bei Rückspeisung nachts und 22,2 kW bei Rückspeisung zwischen 17:00 Uhr und 19:00 Uhr.

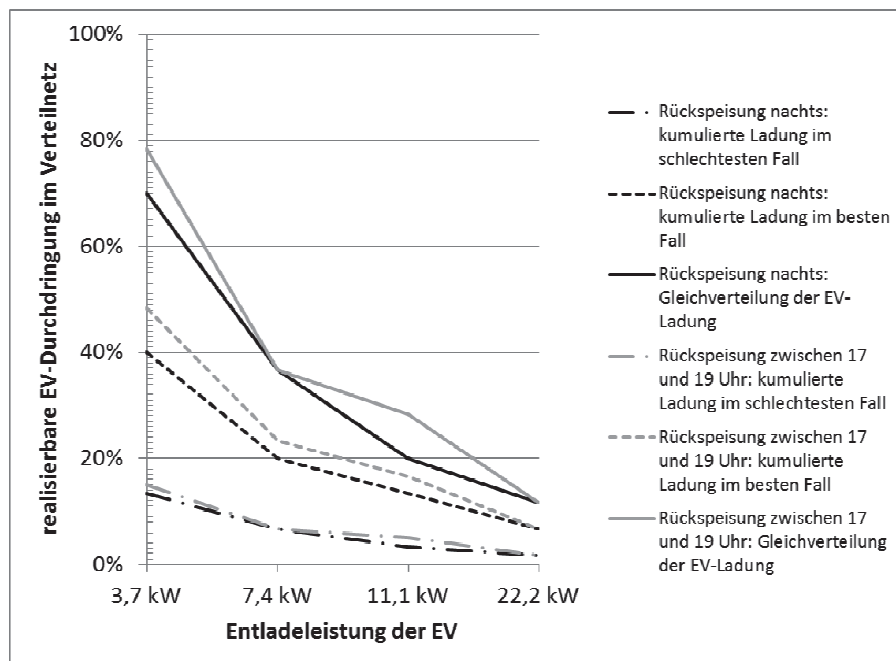


Abbildung 108: Vergleich Rückspeisung nachts und zwischen 17 und 19 Uhr bei 70 % maximal zulässiger Leitungsauslastung

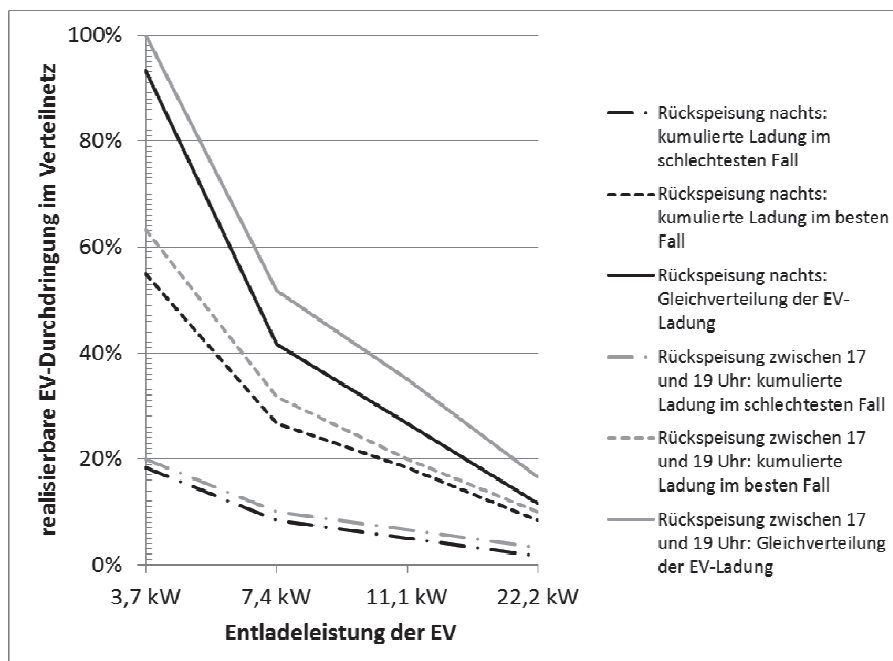


Abbildung 109: Vergleich Rückspeisung nachts und zwischen 17 und 19 Uhr bei 100 % maximal zulässiger Leitungsauslastung

Die Analysen zeigen, dass 2030 xEV-Durchdringungen im Niederspannungsnetz erreicht werden können, die sowohl beim Laden als auch bei der Rückspeisung zu Verletzung der Spannungs- und Leitungsauslastungsgrenzwerte führen können. Allerdings wurde bei allen ermittelten Grenzwerten für die xEV-Durchdringung angenommen, dass das Laden oder Entladen aller Fahrzeuge im schlimmsten Fall gleichzeitig erfolgt. Tatsächlich ist die Gleichzeitigkeit des Ladens deutlich niedriger, wie in Abschnitt 6.1 gezeigt. Hinsichtlich der Rückspeisung ist es theoretisch möglich, dass Leistung aus allen angeschlossenen EVs benötigt wird. Man kann jedoch anzweifeln, dass alle Nutzer bereit sind ihre Batterie für die Rückspeisung zur Verfügung zu stellen, sodass auch hier eine geringere Gleichzeitigkeit wahrscheinlich ist.

Berücksichtigt man die Annahme, dass nicht alle xEV gleichzeitig laden oder rückspeisen werden, erhöhen sich die Grenzwerte für die xEV-Durchdringung. So impliziert beispielsweise eine maximale Gleichzeitigkeit von 50 %, dass im schlimmsten Fall nur die Hälfte der xEV am Netz laden oder ins Netz rückspeisen wird. Daraus folgt, dass doppelt so viele Anwohner ein xEV besitzen könnten, ohne dass es im Netz zu kritischen Spannungsfällen oder Kabelbelastungen kommen würde. Da die Gleichzeitigkeit von gesteuertem Laden oder Rückspeisung davon abhängt, nach welchen Ladestrategien die xEV gesteuert werden, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die den jeweiligen Grenzwert der xEV-Durchdringung in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeit und Ladeleistung untersucht. Im Folgenden werden nur die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich gesteuertem Nachtladen diskutiert, da die Auswertung bisher gezeigt hat, dass das Laden der EVs im Vergleich zum Entladen bei niedrigeren xEV-Durchdringungen zu kritischen Grenzwertverletzungen führt.

Abbildung 110 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse für gesteuertes Laden bei Kumulation der xEV an einem Knoten im schlechtesten Fall. Es wurden Leitungsauslastungen bis 100 % zugelassen. Die hellgraue Ebene markiert die prognostizierte xEV-Durchdringung von 3 % für das Jahr 2020. Ein Szenario ist durchführbar, wenn die hellgraue Fläche unterhalb des Grenzwertes der xEV-Durchdringung liegt. An der Schnittstelle beider dargestellter Flächen kann man ablesen, welchen maximalen Gleichzeitigkeitsfaktor man annehmen muss, damit gesteuertes Laden im Verteilnetz mit einer bestimmten Ladeleistung möglich ist. Auf Abbildung 110 erkennt man, dass im Jahr 2020 nur bei 22,2 kW die maximale Gleichzeitigkeit auf 55 % begrenzt werden muss, damit auch eine Ladung mit dieser Leistung für alle xEV im Testnetz möglich ist. In der in Abschnitt 6.1 diskutierten Ladestrategie 2 liegt die maximale Gleichzeitigkeit gesteuerten Ladens bei ca. 30 %. Damit wäre diese Strategie auch mit der maximalen Ladeleistung 2020 im getesteten Referenznetz durchführbar, ohne dass es zu Grenzwertverletzungen durch die xEV kommt.

Abbildung 111 zeigt die Grenzwerte der xEV-Durchdringung im Vergleich zu der angenommenen xEV-Durchdringung 2030. Die Grenzwerte (dunkle Fläche) sind im Vergleich zu 2020 identisch, da keine Veränderungen im Netz angenommen wurden, jedoch hat sich die angenommene xEV-Durchdringung (helle Fläche) auf 18 % erhöht. Man erkennt, dass gesteuertes Laden mit 3,7 kW erst möglich wird, wenn man eine maximale Gleichzeitigkeit von 80 % annimmt. Höhere Ladeleistungen erfordern die Annahme, dass die maximale Gleichzeitigkeit zwischen 10 % und 20 % liegen wird. Dies ist für die getesteten Ladestrategien nicht realistisch. Damit ist bei ungünstiger Kumulation der xEV an einem Lastknoten nur gesteuertes Laden mit 3,7 kW möglich.

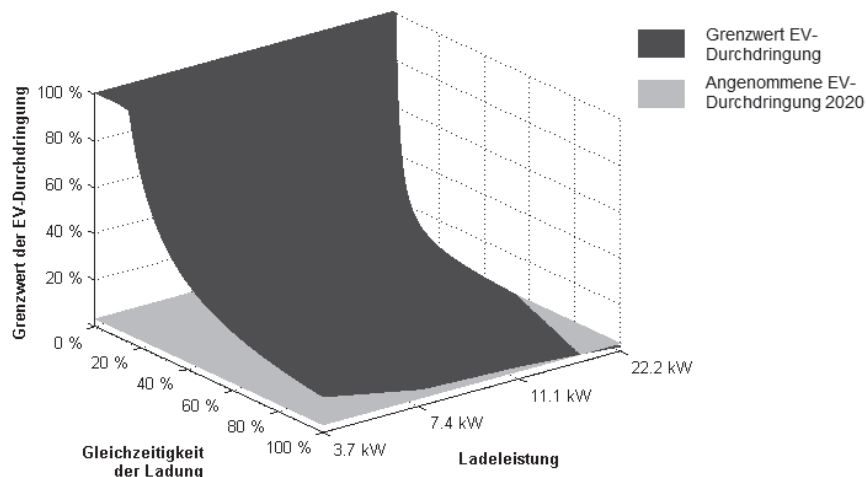


Abbildung 110: Grenzwerte der xEV-Durchdringung für gesteuertes Laden bei ungünstiger Verteilung der ladenden xEV im Netz im Szenariojahr 2020

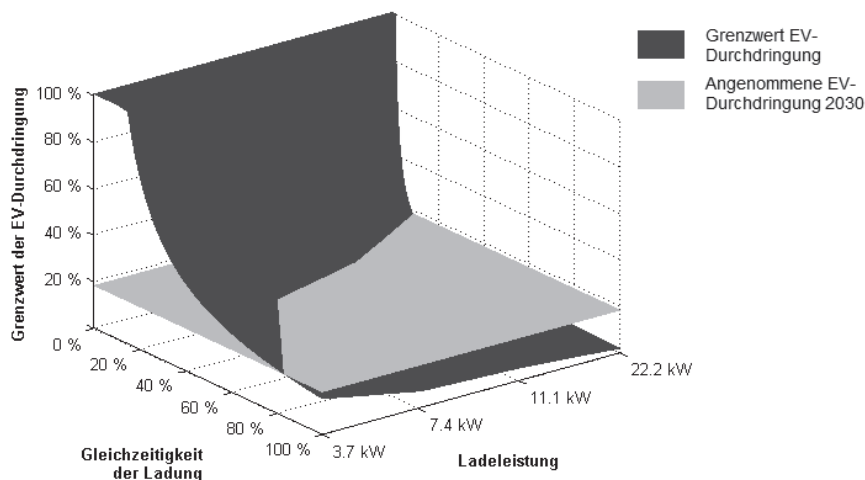


Abbildung 111: Grenzwerte der xEV-Durchdringung für gesteuertes Laden bei ungünstiger Verteilung der ladenden xEV im Netz im Szenariojahr 2030

Bei hoher xEV-Durchdringung im Jahr 2030 ist es jedoch unwahrscheinlich, dass sich die ladenden xEV alle an einem Lastknoten häufen. Vielmehr ist anzunehmen, dass die Ladestationen ungefähr gleichverteilt im Netz installiert sind. Dadurch ergibt sich eine deutliche Erhöhung der Grenzwerte der xEV-Durchdringung, wie in Abbildung 112 zu erkennen ist. Gesteuertes Laden bis 11,1 kW ist auch bei einer angenommenen maximalen Gleichzeitigkeit von 100 % möglich, darüber hinaus muss man eine maximale Gleichzeitigkeit von 50 % annehmen um auch Laden mit 22,2 kW für alle EVs zu ermöglichen.

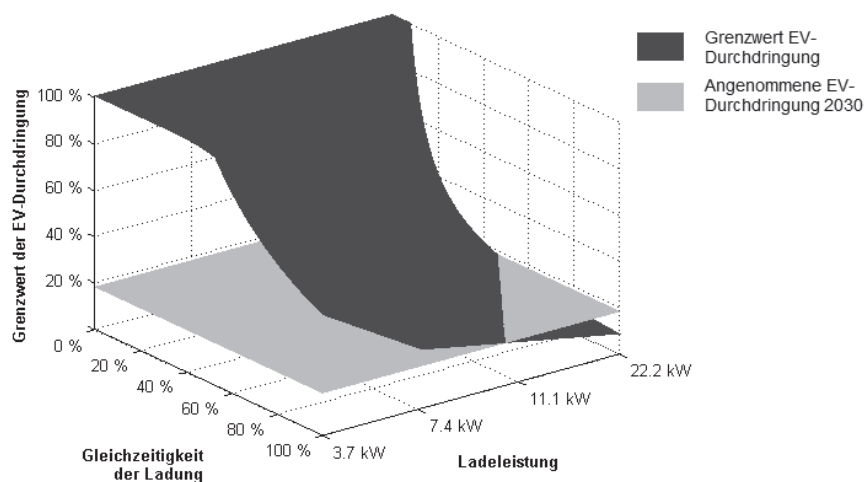


Abbildung 112: Grenzwerte der xEV-Durchdringung für gesteuertes Laden bei gleicher Verteilung der ladenden xEV im Netz, Szenariojahr 2030

Für eine Begrenzung der maximal zulässigen Leitungsauslastung auf 70 % sind die Ergebnisse für gesteuertes Laden im Jahr 2020 in Abbildung 113 und für gesteuertes Laden im Jahr 2030 in Abbildung 114 gezeigt. Man erkennt das Ladeleistungen bis 7,4 kW auch bei einer Gleichzeitigkeit von 100 % möglich sind. Darüber hinaus müssen die Annahmen zur maximalen Gleichzeitigkeit so stark reduziert werden, dass es nicht realistisch erscheint, dass höheren Ladeleistungen mit gesteuertem Laden vereinbar sind.

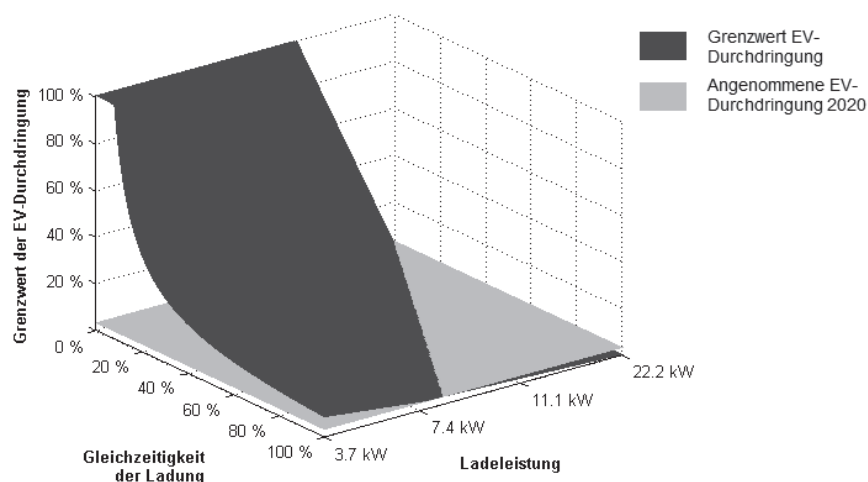


Abbildung 113: Kumulierte Ladung der xEV bei maximal zulässiger Leitungsauslastung von 70 %, Szenariojahr 2020

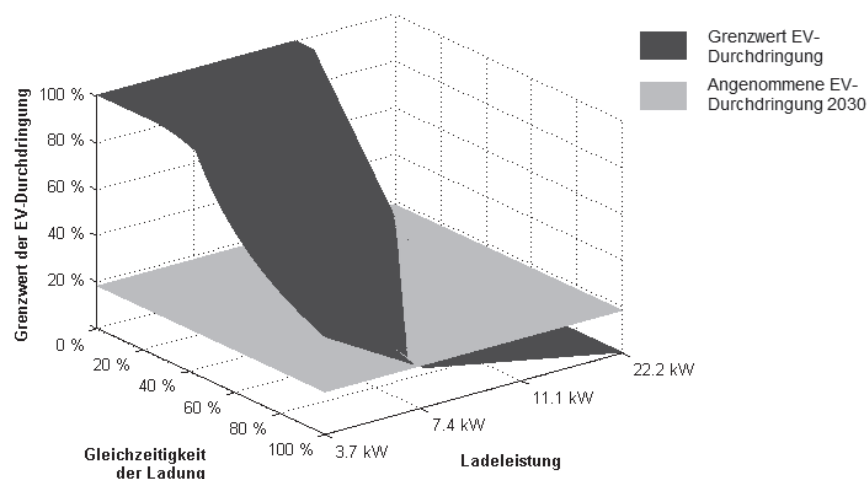


Abbildung 114: Gleichverteilte Ladung der xEV bei maximal zulässiger Leitungsauslastung von 70 %, Szenariojahr 2030

Zusammenfassend kann man zur Analyse der Spannungshaltung sagen, dass schon bei 1 Mio. xEV im Jahr 2020 und einer darauf basierenden Prognose von 3 % xEV-Durchdringung im untersuchten Verteilnetz ungesteuertes Laden zu Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes und der Leitungskapazitäten führen kann. Durch eine Verschiebung der Ladung in die Nacht ist 2020 jedoch ein Laden der xEV mit bis zu 11,1 kW möglich. Höhere Ladeleistungen können nur realisiert werden, wenn die Annahme zur maximalen Gleichzeitigkeit des Ladens abgeschwächt wird. Bei einer geschätzten xEV-Durchdringung von 18 % im untersuchten Niederspannungsnetz im Jahr 2030 führt schon gesteuertes Laden mit 3,7 kW zu Grenzwertverletzungen. Allerdings kann man bei dieser im Vergleich zu 2020 hohen xEV-Durchdringung davon ausgehen, dass sich die ladenden Fahrzeuge in etwa gleich auf die Lastknoten verteilen werden. Unter dieser Annahme ist auch 2030 eine gesteuerte Ladung der Fahrzeuge mit bis zu 11,1 kW und einer maximalen Gleichzeitigkeit der Ladung von bis zu 100 % möglich. Nimmt man an, dass nie mehr als 50 % der Fahrzeuge gleichzeitig laden, sind sogar Ladeleistungen bis zu 22,2 kW möglich. Möchte man allerdings vermeiden, dass die Leitungen mit mehr als 70 % ihrer Kapazität ausgelastet sind, kann man nur einphasiges Laden mit bis zu 32 A im Verteilnetz zulassen.

7 Energiewirtschaftliche Einordnung der Netzintegration von Elektrofahrzeugen

Neue Trends in der Energieversorgung, unterschiedliche energiewirtschaftliche und politische Strategien sowie der Einsatz neuer Techniken konkurrieren im Energieversorgungssystem um einen effizienten Beitrag zur Ressourcen-Schonung und Klimaschutz. Eine vergleichende Bewertung verschiedener Minderungsstrategien und die Analyse ökologischen, wirtschaftlichen und energietechnischen Auswirkungen in einem vernetzten Energiesystem ist durch computer-gestützte Energiesystemmodelle möglich.

Im Projekt wird die Bewertung der Energiesystemintegration von xEV durch Anwendung und Anpassung des IKARUS¹⁹ Energiesystemmodells untersucht. Basierend auf den Detailergebnissen und -Erkenntnissen der Kapitel 5 und Kapitel 1 sowie der in diesem Kapitel vorgestellten Untersuchung der Total Cost of Ownership von xEV für private Nutzer werden die technischen und wirtschaftlichen Daten der Fahrzeuge, Kraftwerke und Netze aggregiert und – mit Blick auf die Szenarien – Entwicklungstrends hinterlegt. Da der Projektfokus auf der Elektromobilität und Auswirkungen auf Stromerzeugung, -transport und -verteilung liegt, wird für die Abbildung nicht im Detail betrachteter Techniken im Energieversorgungssystem auf die Datenbank des IKARUS-Modells zurückgegriffen.

7.1 Ökonomische Rahmenbedingungen von Elektrofahrzeugen

Zentrale Fragestellung der ökonomischen Rahmenbedingungen ist, welche Kosten Elektrofahrzeuge gegenüber konventionell betriebenen Fahrzeugen aufweisen.

Nach der Analyse von überwiegend technischen Potenzialen von Elektrofahrzeugen, deren Batterien und der Netzintegration dieser Fahrzeuge werden im folgenden Abschnitt Elektrofahrzeuge in einem ökonomischen Kontext näher analysiert. Als Hintergrund dieser Analyse kann festgehalten werden, dass Elektrofahrzeuge im Markt gegen immer effizientere konventionell betriebene Fahrzeuge antreten. Aus dieser Situation ergibt sich oben stehende Forschungsfrage. Zur Untersuchung dieser Fragestellung werden die Kosten von den im Projekt betrachteten und bereits beschriebenen Elektrofahrzeugen mit Kosten von konventionell betriebenen Fahrzeugen als Referenzfahrzeuge verglichen. Dazu werden alle Kosten eines jeweiligen Fahrzeugs über eine angenommene Lebenszeit berücksichtigt. Zudem werden eine Anschaffung zu verschiedenen Zeitpunkten betrachtet und somit auch Kostenentwicklungen einzelner Komponenten mit in die Analyse einbezogen. Daten von betrachteten Referenzfahrzeugen beruhen auf am Markt verfügbaren Fahrzeugen. Daten von Elektrofahrzeugen beruhen auf den Berechnungen und Festlegungen der Fahrzeugauslegungen in diesem Projekt, wie in Kapitel 5.3 beschrieben.

Darüber hinaus wird in diesem Abschnitt betrachtet, welche Auswirkungen finanzielle Maßnahmen auf die Kosten von Fahrzeugen haben, um eine Marktdurchdringung von Elektro-

¹⁹ IKARUS – Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien.

Eine Beschreibung des Projektes und des Modells kann in [Martinsen et al., 2003] eingesehen werden. Das Modell und die hinterlegte Datenbank unterliegt einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess und ist seit der Erstellung weiter entwickelt und entsprechend dem Technikfortschritt aktualisiert worden.

fahrzeugen zu unterstützen, so dass politische Ziele zur Marktdurchdringung der Elektromobilität erreicht werden können. Die Bundesregierung fordert in ihrem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität [Die Bundesregierung, 2009] 1 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2020 und 6 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2030. Das Erreichen einer Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen in diesen Größenordnungen setzt vergleichbare Kosten von Elektrofahrzeugen und konventionell betriebenen Fahrzeugen voraus. Daraus ergibt sich die zweite Forschungsfrage, die im zweiten Teil dieses Abschnitts untersucht wird:

Welche Auswirkungen haben monetären Maßnahmen auf die Kosten von Fahrzeugen?

Einige Ergebnisse zu Kostenberechnungen von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionell betriebenen Fahrzeugen basieren auf vorhergehenden Berechnungen zur ökonomischen Effizienz von Elektrofahrzeugen [Bickert & Kuckshinrichs, 2011a, 2011b] und Berechnungen der TCO von Elektrofahrzeugen mit besonderer Berücksichtigung der Batterie, die innerhalb des Projektkonsortiums durchgeführt [Bickert et al., 2011] wurden.

7.1.1 Total Cost of Ownership-Analyse

Die Kosten der Anschaffung und des Betriebs von Elektrofahrzeugen werden aus Endkundensicht (inklusive Steuern) dargestellt und mit Kosten von konventionell betriebenen Referenzfahrzeugen verglichen. Die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen wird an Hand der Total Costs of Ownership (TCO) bewertet.

7.1.1.1 Methode

Total Costs of Ownership

Total Costs of Ownership umfasst alle Kosten eines Produktes über dessen komplette Lebenszeit. Diese Kosten unterteilen sich in Anschaffungskosten, Betriebskosten und Entsorgungskosten. In dem hier betrachteten Fall bestehen die Betriebskosten aus fixen Kosten, welche jährlich gezahlt werden (z. B. Steuern, Versicherung) und variablen Kosten (z. B. Kosten für Brennstoffe, Fahrstrom). Neu für den Bereich der Elektromobilität sind besonders die Kosten neuer Komponenten, wie z. B. der Batterie, des Elektromotors oder der Leistungselektronik sowie Kosten für Fahrstrom. Die Darstellung von Unterschieden in den Kostenstrukturen von Fahrzeugen können genutzt werden, um Kaufentscheidungen von Kunden verstehen und gegebenenfalls beeinflussen zu können.

Eine Berechnung von TCO kann auf verschiedenen Wegen erfolgen, beim Vergleichen von Fahrzeugen zum Beispiel durch Darstellung von Differenzkosten, oder durch Berechnungen von Kapitalwerten aus Sicht der Investitionsrechnung. In dieser Analyse werden die TCO im Sinne von Mobilitätskosten („mobility costs“, MC) berechnet, um die kompletten Kosten von Fahrzeugen darstellen und vergleichen zu können. Dazu werden alle Kosten aufsummiert und durch den erzielten Output, in diesem Fall alle gefahrenen km in der Lebenszeit, geteilt. Es ergeben sich kilometerspezifische Kosten. Einmalige Kosten, wie Kosten der Anschaffung, werden mit einem Annuitätsfaktor gleichmäßig über die Lebenszeit verteilt, Energiekos-

ten werden auf das Jahr ihrer Entstehung bezogen. Die Berechnung erfolgt nach folgenden Formeln²⁰:

$$MC = \frac{(CSC + CNC) \cdot a + FC + VC}{s_T} \quad (31)$$

mit dem Annuitätsfaktor

$$a = \frac{(1+r)^T \cdot r}{(1+r)^T - 1} \quad (32)$$

7.1.1.2 Analyserahmen und Annahmen

Analyserahmen

TCO werden in einem Basisfall analysiert, auf diesen Basisfall beziehen sich alle weiter beschriebenen Annahmen. Danach werden einzelne Annahmen zu Batteriekostenentwicklungen, Fahrzeugnutzung und Energiepreisen in Sensitivitätsanalysen verändert, um Auswirkungen dieser Veränderungen auf die TCO analysieren zu können. Die Darstellung der TCO erfolgt zu verschiedenen Anschaffungsjahren, um Kostenentwicklungen im Ablauf der Zeit darstellen und berücksichtigen zu können. Im Folgenden werden 2010 als Basisjahr, sowie die Stützjahre 2015, 2020 und 2030 betrachtet. Dabei bezeichnen die Jahre jeweils den Zeitpunkt der Anschaffung. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt die Nutzung des Fahrzeugs über die angenommene Lebensdauer. Die Darstellung aller Kosten (sowohl in den Annahmen, als auch bei den Ergebnissen) erfolgt in € zum Basisjahr 2010 (€₂₀₁₀). Weitere Annahmen bestimmen den Analyserahmen. Die Untersuchungen werden ausschließlich für private Kosten von privaten Nutzern von Fahrzeugen in Deutschland durchgeführt. Das Marktsegment der privaten Nutzer von Mobilität repräsentiert einen signifikanten Anteil am Fahrzeugbestand und wird hier fokussiert, eine gewerbliche Nutzung von Fahrzeugen wird nicht berücksichtigt. Weitere soziale Kosten oder Kosten der Industrie sowie Kosten des Staates werden hier ebenso nicht betrachtet. Es wird eine Diskontrate von 5 % angenommen und es wird vereinfachend für diesen Analyserahmen davon ausgegangen, dass am Ende der Lebenszeit kein Restwert und keine Entsorgungskosten des Fahrzeugs entstehen.

Annahmen

Für den Verbrennungsmotor werden ausschließlich ottomotorische Fahrzeuge betrachtet. Es wird für diese Analyse davon ausgegangen, dass Elektrofahrzeuge hauptsächlich ottomotorische Fahrzeuge ersetzen, da diese geringere Gesamtfahrleistung im Vergleich zu dieselbetriebenen Fahrzeugen und das größte Substitutionspotenzial aufweisen. Des Weiteren wird die Analyse für eine Lebenszeit von 11 Jahren mit einer Jahresfahrleistung von 11.700 km im Basisfall in der Kompaktklasse nach [Radke, 2011a] für benzinbetriebene Fahrzeuge durchgeführt. Zur Berücksichtigung verschiedener Fahrleistungen in verschiedenen Fahrzeugklassen wird ein Anteil von 90 % dieser Fahrleistung für Kleinwagen und 85 % für

²⁰ MC: Mobilitätskosten, CSC: Anschaffungskosten Standardkomponenten, CNC: Anschaffungskosten neue Komponenten, a: Annuitätsfaktor, FC: fixe Betriebskosten, VC: variable Betriebskosten, s_T: totale Fahrstrecke über Lebenszeit, r: Zins, T: Lebenszeit

Kleinstwagen angenommen. Ebenso berücksichtigen wir die Abnahme von Fahrleistungen im Zeitablauf (z. B. nach [Shell Deutschland Oil GmbH, 2009]) und nehmen eine Reduktion von 1 % pro Jahr für die verschiedenen Stützjahre an, wobei die Fahrleistungen innerhalb der Nutzungsdauern jeweils konstant gehalten werden.

Für das Modell und daraus resultierende Ergebnisse soll an diesem Punkt auf Unsicherheiten hingewiesen werden. Zu berücksichtigen ist, dass Ergebnisse von TCO-Analysen von den getroffenen Annahmen abhängig sind. Ergebnisse sind nur gültig für den klar definierten Analyserahmen. Werden Annahmen verändert, ist ebenfalls mit einer Veränderung des Ergebnisses zu rechnen. So beeinflussen die technischen Auslegungen der Fahrzeuge auch die TCO. Werden diese im Vergleich zu den angenommenen Fahrzeugen verändert, sich Ergebnisse dieser Analyse nicht ohne weiteres übertragbar. Besonders bei den Annahmen zu Kosten und deren Entwicklungen, speziell im Bereich der Elektromobilität bestehen Unsicherheiten aufgrund der frühen Phase der Markteinführung. Erfahrungen in der Produktion bestimmter Produkte (Massenproduktion) gewährleisten belastbare Prognosen der Kosten, speziell bei neuen Komponenten der Elektrofahrzeuge, wie zum Beispiel der Batterie. Sind allerdings keine Erfahrungen vorhanden, so sind auch die Daten über Kostenentwicklungen mit Unsicherheiten behaftet. Die Sicherheit der Daten richtet sich nach dem Grad der Erfahrung in der Produktion der jeweiligen Komponente. Diese Unsicherheiten sind bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen. Um die Qualität der Ergebnisse zu bewerten und eine möglichst weite Gültigkeit zu erlangen, werden später in diesem Abschnitt Sensitivitätsanalysen durchgeführt, indem einzelne Parameter im Modell geändert werden und die Auswirkungen dieser Änderung auf das Ergebnis der TCO analysiert wird.

7.1.1.3 Technische Daten

Fahrzeuge

Fahrzeuge werden in der Kompaktklasse, im Bereich der Kleinwagen und Kleinstwagen verglichen, die technische Auslegung der jeweiligen Fahrzeugkonzepte ist bereits in den Abschnitt 5 näher beschrieben. In der Kompaktklasse werden ein Batterieelektrisches Fahrzeug (BEV), ein Range-Extender Fahrzeug (REEV) und ein Plug-In Hybrid Fahrzeug (PHEV) als Elektrofahrzeuge mit einem konventionellen Fahrzeug (beispielsweise Ford Focus Benziner) als Referenzfahrzeug verglichen. Im Bereich der Kleinwagen werden ein REEV und ein BEV mit einem konventionellen Fahrzeug (beispielsweise Ford Fiesta Benziner) verglichen und in der Fahrzeugklasse der Kleinstwagen werden ein BEV mit einem konventionellen Fahrzeug (beispielsweise Ford Ka Benziner) verglichen. Die Elektrofahrzeuge haben gegebene elektrische Reichweiten, welche im Projekt festgelegt wurden: BEV: 120 km, REEV: 50 km, PHEV: 30 km. Daraus ergeben sich Größe und Kapazität der Batterie in der jeweiligen Fahrzeugklasse. Verbräuche für die verschiedenen Modelle wurden ebenfalls in Kapitel 5 berechnet. Relevante Daten für die Fahrzeugauslegung der Elektrofahrzeuge zur Berechnung der TCO im Basisfall ergeben sich aus Tabelle 54 und Tabelle 55 in diesem Abschnitt. Da sich im Zeitablauf die Energiedichte der Batterien in den Stützjahren erhöht (siehe Abschnitt 5.5.1), sinkt die benötigte Kapazität für die festgelegte Reichweite. Daten zum Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge und dessen Entwicklung zur Berechnung der TCO in den jeweiligen Stützjahren stammen aus Tabelle 10 im Abschnitt 5.4.1. Hier werden – entsprechend der Tabelle 10 – zur Berechnung Daten für den Verbrauch basierend auf dem NEFZ verwendet, um mit

den verfügbaren Daten der konventionell betriebenen Fahrzeuge als Referenzfahrzeuge eine Vergleichbarkeit gewährleisten zu können. Annahmen zur technischen Auslegung der Referenzfahrzeuge stammen aus der ADAC-Autodatenbank [ADAC, 2011]. Dabei sind die angenommenen Referenzfahrzeuge in den jeweiligen Fahrzeugklassen an Modelle von Ford angelehnt. Als Vergleich sind die betrachteten Benzinreferenzfahrzeuge in der Kompaktklasse an einen Ford Focus 1.6 Ti-VCT Ambiente, in der Kleinwagenklasse an einen Ford Fiesta 1.25 Trend und in der Kleinwagenklasse an einen Ford Ka 1.2 Ambiente angelehnt. Angenommene Kostendaten stammen ebenfalls ausschließlich aus der Literatur [ADAC, 2011]. Der elektrische Fahranteil von REEV und PHEV ist aus der Studie „Mobilität in Deutschland“ nach den Tagesfahrleistungen an Werktagen abgeleitet [infas & DLR, 2010], wie bereits in Abschnitt 5 beschrieben. Für unsere TCO-Berechnungen werden dementsprechend elektrische Fahranteile von 54 % für PHEV, für 68 % REEV und – der Vollständigkeit halber – 100 % für BEV angenommen. Aus diesen Fahranteilen ergeben sich die Kostenkomponenten des Energieverbrauchs für Strom und Benzin. Zu beachten ist, dass für die Kostenberechnungen angenommen wird, dass alle Strecken pro Tag unter 120 km betragen und somit mit dem BEV zurückgelegt werden können, bzw. eine mögliche geringere Jahresfahrleistung von BEV nicht berücksichtigt wird. Es werden also keine Strecken gefahren, die größer als die verfügbare Reichweite sind, bevor sich eine Möglichkeit zum Nachladen der Batterie ergibt. Diese Annahme ist vor dem Hintergrund wichtig, dass kein Nutzenverlust durch das BEV entsteht.

7.1.1.4 Kostendaten

Anschaffungskosten

Die Anschaffungskosten wurden in Anlehnung an [Blesl et al., 2009] angenommen. Die Batterie ist hier Teil der Anschaffungskosten, muss vom Nutzer des Elektrofahrzeugs mit erworben werden und geht in dessen Besitz über. Tabelle 54 fasst die Annahmen zu den Anschaffungskosten für das Basisjahr 2010 im Basisfall zusammen.

Da die Kosten für verschiedene Anschaffungszeitpunkte ermittelt werden, werden auch Kostenveränderungen berücksichtigt. Im Fall der Anschaffungskosten wird für die Standardkomponenten (Karosserie, Verbrennungsmotor und Antriebsstrang) eine Preissteigerung von jährlich 0,4 % berücksichtigt. Darin enthalten sind Kosten für die Effizienzsteigerungen der Komponenten. Beim Elektromotor wird eine Kostensenkung um ca. 35 % im Zeitraum von 2010 bis 2030 angenommen und bei der Leistungselektronik im gleichen Zeitraum um ca. 70 % [Blesl et al., 2009]. Die Kosten der Motoren sind jeweils in Abhängigkeit ihrer Leistung dargestellt, Karosserie, Tank und Leistungselektronik werden als Festpreis der gesamten Komponenten gesetzt.

	Kompaktklasse				Kleinwagen			Kleinstwagen	
	Ref.- FZ Otto ²¹	PHEV	REEV	BEV	Ref.- FZ Otto ²²	REEV	BEV	Ref.- FZ Otto ²³	BEV
Karosserie (€)	16165	16165	16165	16165	11600	11600	11600	8000	8000
VKM + Antriebsstrang [€/kW]	30	27	25	0	30	27	0	30	0
Tank [€]	125	125	125	0	125	125	0	125	0
Elektromotor [€/kW]	0	18,5	18,5	18,5	0	18,5	18,5	0	18,5
Leistungselektronik [€]	0	1020	1020	1020	0	1020	1020	0	1020

Tabelle 54: Anschaffungskosten im Basisfall 2010 nach [Blesl et al., 2009]

Die Batteriekosten stellen einen signifikanten Anteil der Anschaffungskosten von Elektrofahrzeugen dar. Hier sollen drei verschiedene Pfade der Kostenentwicklungen von Batteriekosten dargestellt und verglichen werden, um den Einfluss der Batteriekosten auf die TCO analysieren zu können. Angenommen werden ein Basisfall sowie eine optimistische und eine pessimistische Batteriekostenentwicklung. Alle Kostentrends sind in Geldwert 2010 angegeben.

	2010	2015	2020	2030
Basisfall [€/kWh]	850	450	325	250
Optimistisch [€/kWh]	700	350	250	200
Pessimistisch [€/kWh]	1200	550	400	300

Tabelle 55: Batteriekostenentwicklung

Die Kosten basieren auf einer umfangreichen Literaturanalyse (vgl. Kapitel 5.5.1). Bei der Berechnung der TCO wird davon ausgegangen, dass Lithium-Ionen-Batteriezellen in den jeweiligen Fahrzeugen verwendet werden. Ebenso ist bereits eine Kostenanalyse und Analyse der Kostenentwicklungen in diesem Abschnitt durchgeführt worden. Auch die Annahmen in diesem Abschnitt beruhen auf dieser Literaturanalyse. Bei der Berechnung der TCO ist zu berücksichtigen, dass hier die Kosten für gesamte Batteriesysteme als Endkundenpreise inklusive Gewinnmarge berücksichtigt werden. Dazu wurden Literaturwerte der Batteriekosten aus den Studien [Anderman, 2009; Anderson, 2008; BCG, 2010; Biere et al., 2009; Blesl et al., 2009; CARB, 2007; Hackbarth et al., 2009; Kearney, 2009; Lahl, 2009; Richter & Lindenberger, 2010; Roland Berger GmbH, 2009b] zusammengetragen, auf €/kWh zum Basisjahr 2010 umgerechnet und mit einem Faktor für die Gewinnmarge der produzierenden Batterieunternehmen und der Automobilhersteller, die die Batterie in das Fahrzeug integrieren

²¹ Angelehnt an Ford Focus 1.6 Ti-VCT Ambiente laut [ADAC, 2011]

²² Angelehnt an Ford Fiesta 1.25 Trend laut [ADAC, 2011]

²³ Angelehnt an Ford Ka 1.2 Ambiente laut [ADAC, 2011]

und den sicheren Betrieb gewährleisten, multipliziert, um Endkundenpreise zu erhalten. Auch wenn in den oben genannten Studien nicht immer klar angegeben ist, wofür genau die angegebenen Kosten ausgewiesen sind, wurde durch dieses Vorgehen ein Überblick über Endkunden-Batteriekosten, wie in Tabelle 55 angegeben, geschaffen. Durch die verschiedenen Fälle sind die Bandbreiten der Batteriekosten, welche in der Literatur angenommen werden, abgedeckt. Zur Kostenentwicklung, vor allem der Batteriekosten, ist allgemein zu sagen, dass es sich um Expertenmeinungen handelt. Kostendegressionen entstehen im Allgemeinen durch Skaleneffekte und Lernkurven, welche durch die Erhöhung der Produktionszahlen auftreten. Die Entwicklungen sind also abhängig von der produzierten Menge und nicht von der Zeit. Jedoch sind gerade bei den neuen Komponenten wie der Batterie keine Daten vorhanden, weil eine Massenproduktion noch nicht stattfindet. Somit können keine statistisch erfassten Skaleneffekte berücksichtigt werden, sondern es muss auf Meinungen von Experten zurückgegriffen werden, wie die Kosten sich zu einem bestimmten Zeitpunkt entwickeln. Hinter diesen Meinungen stehen letztendlich aber auch angenommene Wachstumsraten in der Produktion, welche die Kostenentwicklungen bestimmen.

Für den Aufbau einer öffentlichen Lade-Infrastruktur fallen hohe Kosten an. Bisher ist noch nicht geklärt, wie eine Infrastruktur aussehen kann und wer in welcher Weise die Kosten dafür trägt. Hier wird angenommen, dass Käufer von Elektrofahrzeugen einmalig beim Kauf zusätzlich 800 € zahlen. Damit sollen die Kosten für die Installation einer so genannten „Wall Box“ zu Hause finanziert werden sowie weitere Infrastrukturkosten abgegolten werden. Diese Annahme beruht auf [Biere et al., 2009]. Das Laden zu Hause stellt den wichtigsten Teil zukünftiger Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge dar. Die Abrechnung zusätzlicher öffentlicher Ladeinfrastruktur ist z. B. bei direkter Nutzung oder über den Strompreis für Fahrstrom denkbar, hier aber nicht weiter betrachtet.

Fixe Betriebskosten

Die jährlichen Kosten des Betriebs werden durch jährlich wiederkehrende Kostenkomponenten wie Steuern und Versicherung sowie Wartung und Reparatur bestimmt. Jährliche Steuern und Versicherungen werden im Basisfall mit 3 % des Anschaffungspreises in Anlehnung an [Blesl et al., 2009] berücksichtigt. Wartungs- und Reparaturkosten werden nach [CARB, 2000] in Abhängigkeit der gefahrenen km berücksichtigt. Für die Referenzfahrzeuge werden hier 3,6 €/ct/km veranschlagt, für PHEV und REEV aufgrund der höheren Komplexität zweier Motoren 4,5 €/ct/km und für BEV der Kompakt- und Kleinwagen-Klasse 2,4 €/ct/km sowie 2,1 €/ct/km für BEV der Kleinwagen-Klasse aufgrund des kleineren Motors. Geringere Kosten in diesem Bereich für BEV ergeben sich aus der geringeren Komplexität von Elektromotoren gegenüber Verbrennungskraftmaschinen (VKM). Eine Kompensation von Netzdienstleistungen (V2G) wird im Basisfall nicht berücksichtigt.

Variable Betriebskosten

Die variablen Betriebskosten ergeben sich aus den gefahrenen km und bezeichnen die Kosten für Kraftstoff. Die Kraftstoffkosten für die Hybridfahrzeuge REEV und PHEV sind jeweils abhängig von den elektrischen Fahranteilen. Als Fahrstrom wird zunächst der Haushaltsstrom für Privatkunden angenommen. Eine andere Preisentwicklung für Fahrstrom ist denkbar. Die Preise und Preisentwicklungen für Fahrstrom und Benzin ergeben sich nach dem

Referenzszenario aus [ewi et al., 2010]. Folgende Preise werden im Basisfall zugrunde gelegt, für 2010 wurden reale Werte nach [BMW, 2011] berücksichtigt:

	2010	2015	2020	2030
Fahrstrom [€/ kWh]	0,234	0,236	0,238	0,243
Benzin [€/ l]	1,42	1,46	1,51	1,68

Tabelle 56: Variable Betriebskosten

7.1.1.5 Ergebnisse im Basisfall

Unter den getroffenen Annahmen werden im Folgenden TCO für die jeweiligen Fahrzeuge berechnet. Die komplette Lebenszeit eines Fahrzeugs wird berücksichtigt und in Kosten in Eurocent pro km dargestellt. Durch einen Vergleich dieser Kosten wird ersichtlich, ob und in welchem Fall Elektrofahrzeuge einzelwirtschaftlich vorteilhaft gegenüber konventionell betriebenen Fahrzeugen sind.

Ein Vergleich erfolgt hier innerhalb der Fahrzeugklasse, kann aber auch klassenübergreifend ausgewertet werden. Zunächst veranschaulicht Abbildung 115 die Struktur der Kosten der betrachteten Fahrzeuge über die Lebenszeit. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind hier die Kostenstrukturen der Fahrzeuge für das Anschaffungsjahr 2010 dargestellt. Auch wenn sich die Prozentzahlen im Zeitablauf und unter geänderten Rahmenbedingungen verändern, bleiben die allgemeinen Unterschiede in den Kostenstrukturen für Elektrofahrzeuge und konventionell betriebene Fahrzeuge bestehen. Die Aussagen zu den Kostenstrukturen sind damit auch für andere Fälle gültig und werden in Abbildung 115 für diesen speziellen Fall exemplarisch dargestellt.

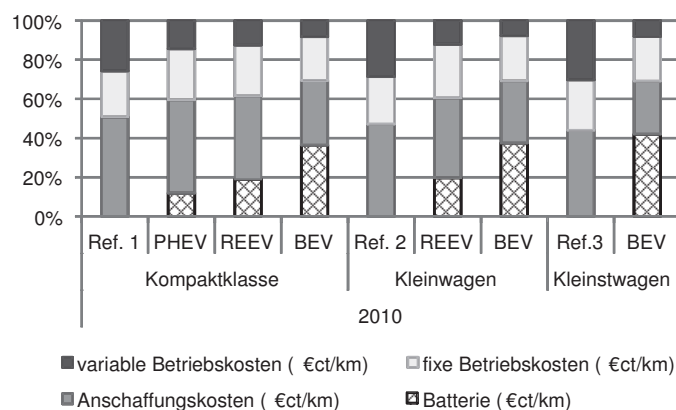


Abbildung 115: Kostenstrukturen im Basisfall 2010

Auf der X-Achse sind die verschiedenen Fahrzeuge dargestellt. Die Y-Achse stellt die Kostenarten dar, jeweils unterteilt in Anschaffungskosten, zusätzliche Batteriekosten, sowie fixe und variable Betriebskosten. Grundsätzlich sind Batteriekosten ein Teil der Anschaffungskosten. In der Grafik werden diese aber gesondert ausgewiesen, um für Elektrofahrzeuge

deren Anteil an den Gesamtkosten zu verdeutlichen. Zu sehen ist, dass Anschaffungskosten inklusive Batteriekosten insgesamt den größten Teil der Gesamtkosten einnehmen. Im Fall der Referenzfahrzeuge bewegen sich die Anschaffungskosten bei 50 % oder darunter, während bei Elektrofahrzeugen die Anschaffungskosten in allen Fällen die Anschaffungskosten der konventionell betriebenen Fahrzeuge anteilig deutlich übersteigen und jeweils bei ca. 60 % oder darüber liegen. Höhere anteilige Anschaffungskosten bei Elektrofahrzeugen sind durch die nahezu komplett zusätzlichen Kosten für die Batterie zu erklären. Auch bei BEV ist durch den alleinigen Wegfall des Verbrennungsmotors und Teile des Antriebsstrangs keine signifikante Reduktion der anteiligen Anschaffungskosten erkennbar, zumal zusätzlich zu der Batterie auch die Leistungselektronik benötigt wird. Zudem ist zu sehen, dass gerade die Kosten der Batterie bei den Elektrofahrzeugen einen großen Teil der Anschaffungskosten und auch der Gesamtkosten einnehmen. Auf der anderen Seite ist der Anteil an Betriebskosten bei Elektrofahrzeugen geringer als bei konventionell betriebenen Fahrzeugen. Besonders im Bereich der variablen Betriebskosten können anteilig Kosten eingespart werden, resultierend aus höherer Effizienz von Elektromotoren und geringeren Kosten für Strom. Aufgrund von zwei Antriebssystemen sind diese Einsparungen bei PHEV und REEV nicht so groß und abhängig vom elektrischen Fahranteil. Im Anteil der fixen Betriebskosten lassen sich keine großen Unterschiede zwischen Elektrofahrzeugen und konventionell betriebenen Fahrzeugen erkennen. Für BEV ergeben sich geringere Kostenanteile für Wartung und Reparatur infolge des wartungsärmeren Elektroantriebs. Dennoch sind diese Kostenunterschiede nicht groß genug, um einen deutlichen Unterschied im Anteil der fixen Betriebskosten im Vergleich zu Referenzfahrzeugen darstellen zu können. Für REEV und PHEV hingegen ergeben sich anteilig etwas höhere fixe Kosten aufgrund der höheren Komplexität zweier Antriebssysteme. Insgesamt zeigt sich, dass anteilig Elektrofahrzeuge höhere Anschaffungskosten haben als die Referenzfahrzeuge, jedoch geringere Kosten im Betrieb.

Abbildung 116 zeigt TCO-Ergebnisse. Die Kosten sind als Verläufe über die verschiedenen Anschaffungsjahre dargestellt. Die Fahrzeuge werden über die festgelegte Lebensdauer genutzt. Fahrzeuge im Segment der Kompaktklasse werden in blau dargestellt, Kleinwagen in rot und Kleinstwagen in grün.

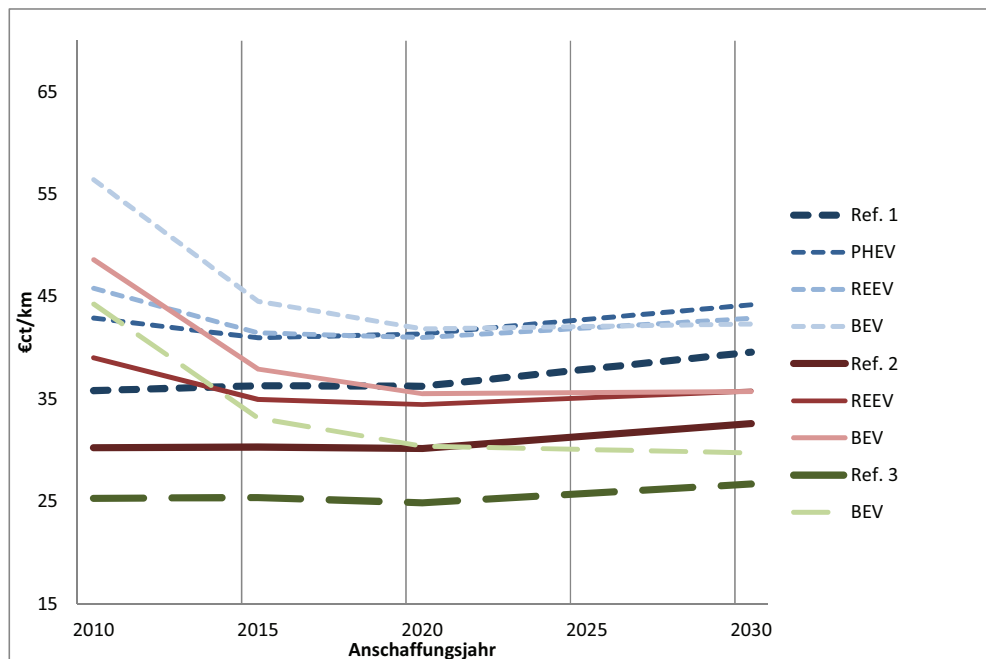


Abbildung 116: TCO im Basisfall

Die Ergebnisse zeigen, dass die geringeren Kosten im Betrieb der Elektrofahrzeuge es in keinem der betrachteten Anschaffungsjahre schaffen, die höheren Kosten der Anschaffung zu kompensieren. Innerhalb der jeweiligen Fahrzeugklassen liegen die TCO der Elektrofahrzeuge in jedem Fall deutlich über den TCO der konventionell betriebenen Referenzfahrzeuge. Dennoch sind für Elektrofahrzeuge deutliche Kostendegressionen, besonders hervorgerufen durch die Annahmen zur Kostendegression der Batterie, zu erkennen. Aus diesem Grund fallen die Degressionen bei BEV auch am deutlichsten aus. Der größte Sprung ist hier zwischen den Anschaffungsjahren 2010 bis 2015 zu beobachten, da sich laut Expertenmeinung die Batteriekosten in diesem Zeitraum besonders stark verringern. Für das Anschaffungsjahr 2010 weisen die BEV in allen betrachteten Fahrzeugklassen mit Abstand die höchsten TCO aus. Allerdings ändert sich im Zeitablauf die Position der Elektrofahrzeuge untereinander. Während in den ersten Jahren BEV noch deutlich höhere TCO ausweisen, verändert sich dessen Position in Zusammenhang mit den fallenden Batteriekosten. Im Zeitablauf (in diesem Fall nach 2020), kommen die Kostenvorteile der BEV in den fixen und variablen Betriebskosten zu tragen, so dass BEV in 2030 im Vergleich innerhalb der Elektrofahrzeuge die geringsten TCO aufweisen. Diese Veränderung gilt ebenso im Vergleich von REEV und PHEV innerhalb der Kompaktklasse. Während das REEV zu Beginn höhere Kosten aufweist, ändert sich die Situation und Position im Zeitablauf, wenn Batteriekosten sinken und Kostenvorteile in den Betriebskosten einen deutlicheren Stellenwert einnehmen.

Insgesamt ist zu beobachten, dass die TCO der Elektrofahrzeuge (zunächst) sinken, verursacht durch die angenommenen Kostendegressionen der neuen Komponenten wie Batterie, Elektromotor und Leistungselektronik. Dadurch wird die besondere Bedeutung der Batteriekosten für die einzelwirtschaftliche Bewertung von Elektrofahrzeugen sichtbar. Demgegen-

über stehen Kostensteigerungen der Karosserie und der Betriebskosten aufgrund höherer Strom- und Benzinpreise. Aus diesem Grund ist ein Anstieg der TCO besonders der Referenzfahrzeuge über den betrachteten Zeitraum sichtbar. Bei allen Fahrzeugen ist dieser Anstieg umso ausgeprägter, je geringer der Grad der Elektrifizierung des Antriebsstrangs ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Anschaffungskosten der Elektrofahrzeuge in jedem Zeitpunkt die Anschaffungskosten der Referenzfahrzeuge aufgrund der zusätzlichen Kosten speziell für die Batterie übersteigen. Unter den gegebenen Annahmen des Basisfalls können höhere Anschaffungskosten von Elektrofahrzeugen nicht durch geringere Betriebskosten über die Lebenszeit kompensiert werden. Ausschlaggebend dabei ist der hohe Anteil der Batteriekosten. Bei sinkenden Batteriekosten sind es speziell die TCO der BEV, welche sich zu einem später Anschaffungszeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums an die TCO der Referenzfahrzeuge annähern.

7.1.1.6 Sensitivitätsanalysen

Zur Einordnung der Ergebnisse und zur Bewertung des Einflusses einzelner Parameter werden im Folgenden im Bezug zum Basisfall Sensitivitätsanalysen für die Parameter:

1. Batteriekostenentwicklung
2. Fahrzeugnutzung
3. Energiepreise

durchgeführt, um den Einfluss einzelner Kostenkomponenten auf die Gesamtkosten zu ermitteln.

Batteriekostenentwicklung

Zunächst verwenden wir die Annahme der optimistischen Batteriekostenentwicklung aus Tabelle 55 an, die entsprechenden Ergebnisse werden in Abbildung 117 dargestellt.

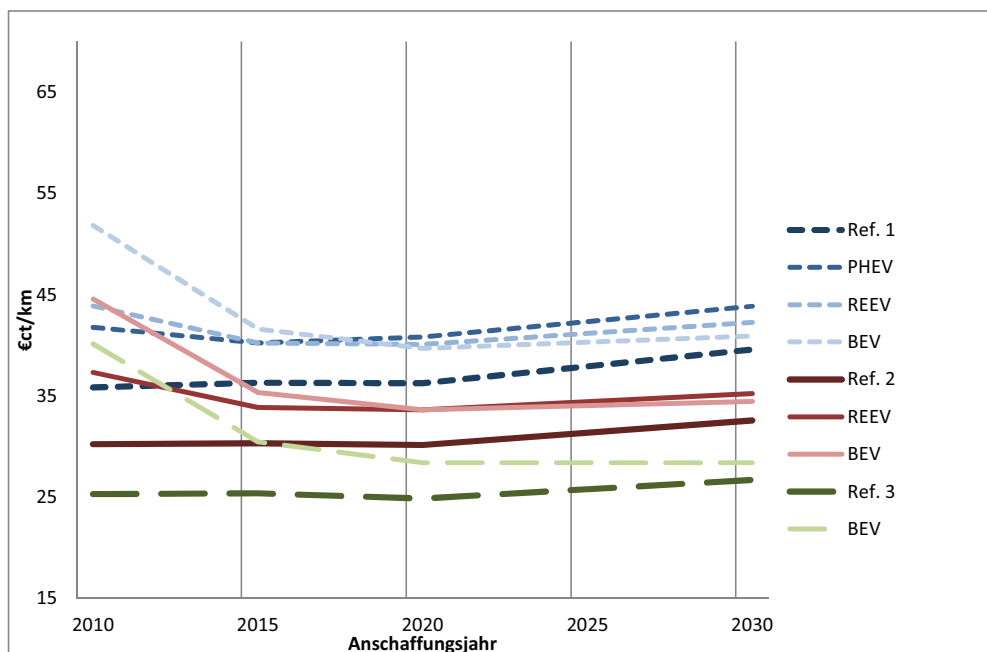


Abbildung 117: TCO mit optimistischer Batteriekostenentwicklung

Im Vergleich zum Basisfall ist ein deutlicher Unterschied zu erkennen. Während sich die TCO der Referenzfahrzeuge nicht verändert haben (keine Traktionsbatterie), sind die TCO der Elektrofahrzeuge zu allen Anschaffungszeitpunkten gesunken. Zudem verändern sich die Kosten innerhalb der Elektrofahrzeuge zugunsten der BEV zu einem früheren Zeitpunkt. Dennoch werden auch mit dieser optimistischen Annahme der Batteriekostenentwicklung zu keinem Zeitpunkt die Mobilitätskosten der Referenzfahrzeuge in den jeweiligen Fahrzeugklassen erreicht. Das bedeutet, dass auch unter diesen Annahmen Elektrofahrzeuge keinen finanziellen Vorteil über die Lebenszeit gegenüber den konventionell betriebenen Referenzfahrzeugen aufweisen können. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Expertenmeinungen über die Kosten für Batterien in 2030 sich um nur 100 €/kWh unterscheiden (siehe Tabelle 55). Ein bedeutenderer Unterschied ist allerdings in der Geschwindigkeit zu erkennen, wie diese Kosten in 2030 erreicht werden. Folglich ist auch in dieser Darstellung eine deutlich schnellere Annäherung der TCO der Elektrofahrzeuge an die TCO der Referenzfahrzeuge erkennbar. Am Ende der betrachteten Zeiträume belaufen sich die Unterschiede in den TCO in allen Fahrzeugklassen im Bereich von höchstens 10 %, im Kleinstwagensegment beträgt der Unterschied in den Mobilitätskosten bei einer Anschaffung in 2030 noch 1 €/km, bzw. insgesamt über die Lebenszeit ca. 1.527 € oder 139 € pro Jahr.

Die Annahme einer pessimistischen Batteriekostenentwicklung ergibt ein entgegengesetztes Bild der TCO in Abbildung 118. Insgesamt liegen die TCO der Elektrofahrzeuge deutlich höher als im Basisfall, eine Annäherung an die TCO der Referenzfahrzeuge findet später, langsamer und in geringerem Maß statt. Auch die Positionen innerhalb der Elektrofahrzeuge verändern sich zu späteren Zeitpunkten. Im Gegensatz zum Basisfall oder besonders zur optimistischen Batteriekostenentwicklung nehmen die TCO der BEV in den jeweiligen Fahrzeug-

klassen in 2010 fast den doppelten Wert der TCO der Referenzfahrzeuge an, in 2020 besteht ein Unterschied von ca. 20 % und selbst in 2030 ist noch ein Unterschied von größer 10 % in allen Fahrzeugklassen sichtbar.

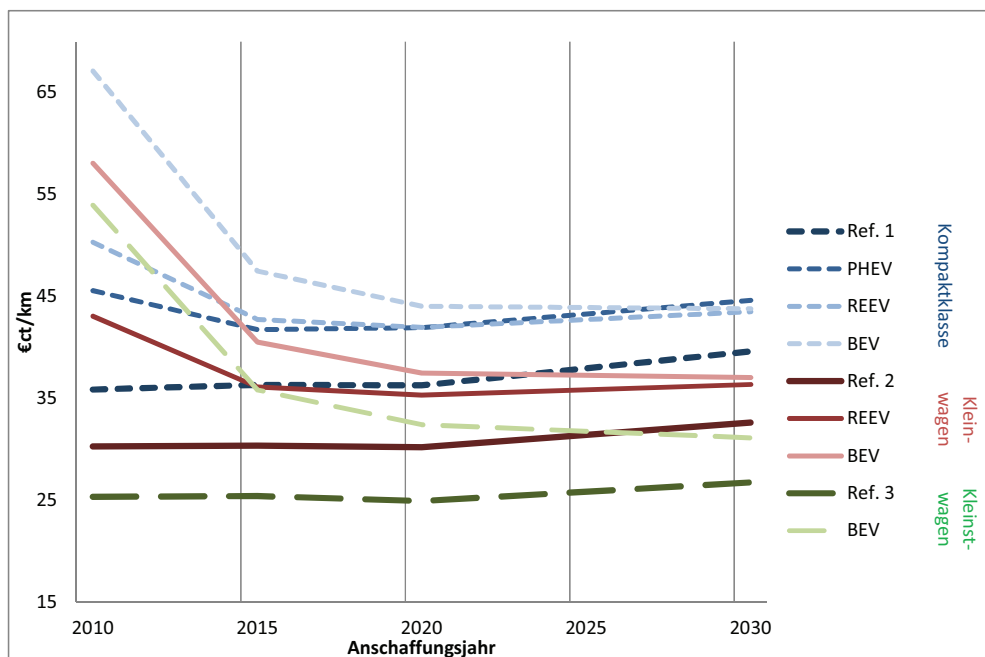


Abbildung 118: TCO mit pessimistischer Batteriekostenentwicklung

Batteriekosten und deren Entwicklung sind für die TCO und für die einzelwirtschaftliche Bewertung von Elektrofahrzeugen von großer Bedeutung. Ein Unterschied von 150 €/kWh in den Batteriekosten in 2020 (dargestellt durch den Unterschied zwischen optimistischer und pessimistischer Batteriekostenentwicklung) bewirkt einen Unterschied von 10 % in den TCO für ein BEV in der Kompaktklasse.

Fahrzeugnutzung

Eine Variation der Fahrleistungen in Bezug auf den Basisfall führt ebenso zu veränderten Ergebnissen der TCO. Abweichend von einer jährlichen Fahrleistung von 11.700 km in der Kompaktklasse werden zwei zusätzliche Varianten analysiert. Auf der einen Seite werden Kosten untersucht, wenn sich die jährlichen Fahrleistungen der Fahrzeuge auf 50 % verringern. Damit ergeben sich Fahrleistungen zwischen 5.000 km und 6.000 km in den jeweiligen Fahrzeugklassen in 2010. Die reduzierte Fahrleistung der Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse bleibt jeweils gleich. Durch diese Fahrleistungen wird der Einsatz der Fahrzeuge als Stadtfahrzeug repräsentiert.

Als zweite Variante der Sensitivitätsbetrachtung werden die jährlichen Fahrleistungen im Vergleich zum Basisfall verdoppelt. Dadurch ergeben sich Fahrleistungen von knapp 20.000 km bis 23.400 km für die jeweiligen Fahrzeugklassen in 2010. Diese Fahrleistungen repräsentieren eher den Einsatz eines Fahrzeugs zum Pendeln zum Beispiel zur Arbeitsstel-

le. Auch diese hohen Fahrleistungen sind mit unserer Annahme vereinbar, dass alle Fahrten auch innerhalb der angenommenen Reichweite eines BEV absolviert werden können und 120 km Streckenlänge – bzw. Tagesfahrleistung – nicht überschreiten. So könnte ein BEV zum Beispiel an 250 Arbeitstagen eine Strecke von jeweils 50 km zur Arbeit zurücklegen. Selbst in diesem Fall würde ein einmaliges Laden ausreichen, um alle Strecken am Tag fahren zu können.

Die TCO eines Stadtfahrzeugs mit den angenommenen Fahrleistungen werden in Abbildung 119 dargestellt.

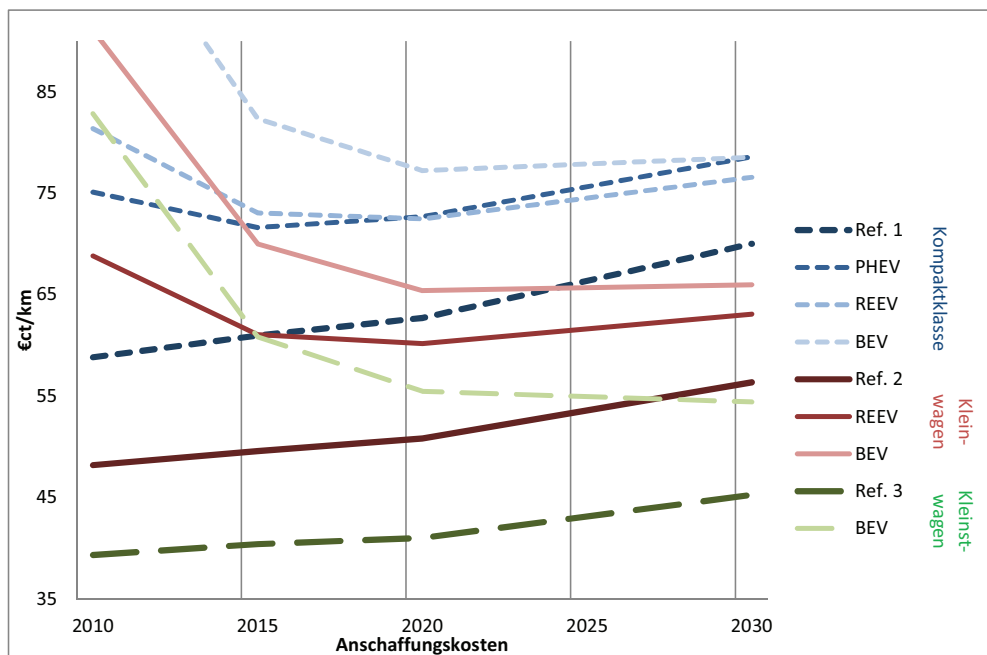


Abbildung 119: TCO Stadtfahrzeug

Schon durch die Einteilung der Einheiten auf der Y-Achse wird sichtbar, dass sich im Vergleich zum Basisfall deutlich höhere TCO für Fahrzeuge insgesamt ergeben, alle Kosten werden über weniger km umgelegt. Besonders die Anschaffungskosten haben hier einen großen Einfluss. Daraus ergeben sich allerdings auch deutliche Unterschiede der TCO von Elektrofahrzeugen und Referenzfahrzeugen zu allen Anschaffungszeitpunkten. Auch diese Tatsache ist damit zu begründen, dass alle Kosten über weniger km umgelegt werden können. Je geringer die „Auslastung“ von Fahrzeugen ist, desto größer ist der Nachteil in den TCO von Elektrofahrzeugen gegenüber Referenzfahrzeugen.

Im Gegensatz dazu werden die TCO eines Pendlerfahrzeugs in Abbildung 120 dargestellt.

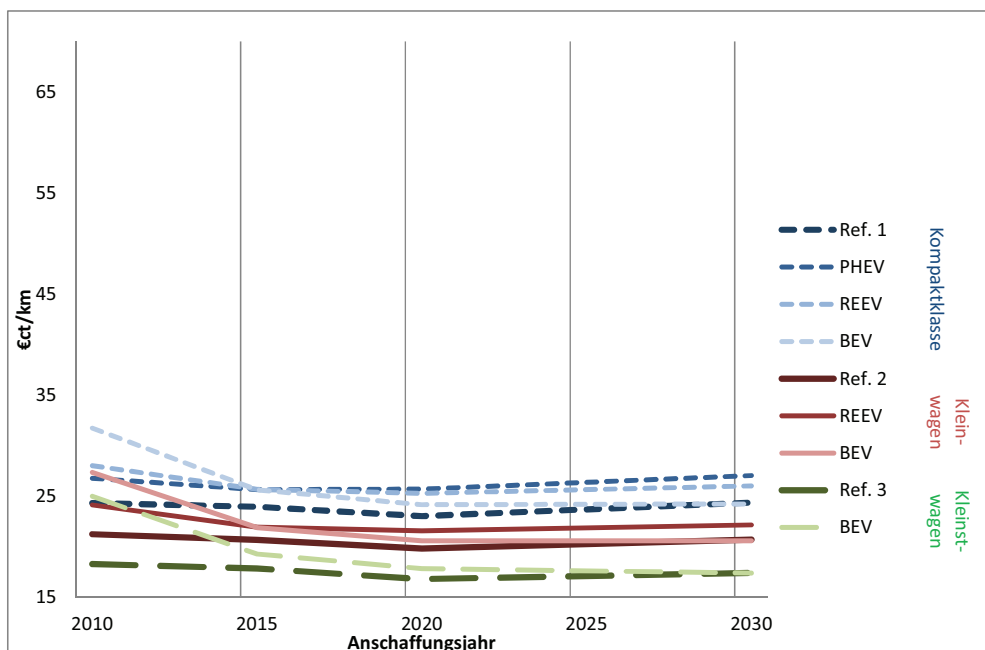


Abbildung 120: TCO Pendler

Beim Pendlerfahrzeug befinden sich die TCO auf einem sehr viel niedrigeren Niveau. Durch die deutlich höhere Fahrleistung ist in diesem Fall zum ersten Mal festzustellen, dass sich TCO von Referenzfahrzeugen und Elektrofahrzeugen nicht nur annähern, sondern dass die TCO von BEV und Referenzfahrzeug in allen drei betrachteten Fahrzeugklassen im Anschaffungsjahr 2030 einander entsprechen. Durch die hohen Fahrleistungen findet eine deutliche Annäherung der TCO schon zu einem frühen Anschaffungszeitpunkt ab 2015 statt. In diesem Fall repräsentieren Elektrofahrzeuge auch ohne politische Anreizsysteme schon zu einem sehr frühen Zeitpunkt eine ökonomische Alternative zu konventionell betriebenen Fahrzeugen.

Zusammenfassend fördert eine hohe Auslastung von Fahrzeugen mit einem möglich hohen elektrischen Fahranteil die einzelwirtschaftliche Bewertung von Elektrofahrzeugen, weil höhere Anschaffungskosten auf eine größere Fahrleistung umgelegt werden. Wirtschaftlich vorteilhafte Einsatzgebiete für Elektrofahrzeuge ergeben sich aus regelmäßig gefahrenen, längeren Strecken, welche die elektrische Reichweite möglichst ausreizen. Damit ergibt dieses Resultat der TCO-Berechnungen ein abweichendes Bild für einen wirtschaftlich vorteilhaften Einsatzzweck von Elektrofahrzeugen, als die Diskussion über Elektrofahrzeuge zum Einsatz als Stadtfahrzeuge.

Energiepreise

Als dritte Sensitivität werden deutlich höhere Energiepreise angenommen. Diese Energiepreise beruhen auf der Studie von [WWF, 2009]. Zudem werden Energiepreisentwicklungen mit hohen Benzinpreisen und moderaten Strompreisen betrachtet. Dabei lehnen sich die Benzinpreise wiederum an die Studie von [WWF, 2009] an, Strompreise werden nach der

aktuellen Studie von [Fürsch et al., 2012] dargestellt. Hierbei ist ein Ausstieg aus der Kernenergie nach dem Beschluss der Bundesregierung vom 2011 bereits berücksichtigt. Für alle betrachteten Annahmen wird der Wert für 2010 aus realen Daten nach [BMWl, 2011] festgelegt und Preise sind auf € im Basisjahr 2010 umgerechnet. Eine Unterscheidung der Annahmen findet also lediglich in der Entwicklung der Energiepreise statt. Tabelle 57 fasst die Annahmen zu den Benzinpreisen zusammen.

Energiepreise in € ₂₀₁₀								
Benzin [€/l]				Bezeichnung / Quelle	Fahrstrom [€/kWh]			
2010	2015	2020	2030		2010	2015	2020	2030
1,42	1,46	1,51	1,68	Basisfall [ewi et al., 2010]	0,234	0,236	0,238	0,243
1,42	1,80	2,17	2,84	Fall 1: Hohe Energiepreise [WWF, 2009]	0,234	0,306	0,376	0,447
1,42	1,80	2,17	2,84	Fall 2: Hohe Benzinpreise [WWF, 2009] / Moderate Strompreise [Fürsch et al., 2012]	0,234	0,237	0,248	0,252

Tabelle 57: Energiepreisentwicklungen

Im Vergleich zum Basisfall ist bei Fall 1 aus Tabelle 57 in Abbildung 121 erkennbar, dass TCO aller Fahrzeuge zu allen Anschaffungszeitpunkten nach 2010 erhöht sind. Aufgrund anteilig geringerer variabler Betriebskosten der Elektrofahrzeuge wirken höhere Strompreise nicht im gleichen Maß stark auf die TCO wie höhere Benzinpreise. Selbst bei angenommen hohen Strompreisen nähern sich die TCO der Elektrofahrzeuge schneller und in größerem Maß an die TCO der Referenzfahrzeuge an. Den größten Vorteil können zu späten Anschaffungszeitpunkten wiederum BEV durch ihren 100 %igen elektrischen Fahranteil erlangen. In allen Fahrzeugklasse besteht in 2030 ein Unterschied von 2 €/ct / km in den TCO.

Deutlicher wird der Einfluss der Energiepreisentwicklungen, wenn wie in Fall 2 aus Tabelle 57 hohe Benzinpreise in Zusammenhang mit moderaten Strompreisen (in Abbildung 122) dargestellt werden. Dadurch werden besonders die Referenzfahrzeuge belastet. Eine Annäherung der TCO ist deutlich erkennbar, schon vor einem Anschaffungsjahr 2030 erlangen Elektrofahrzeuge unter diesen Annahmen einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Referenzfahrzeugen. Resultierend aus höheren Fahrleistungen und höheren Verbräuchen wird der Vorteil besonders in der Kompaktklasse deutlich.

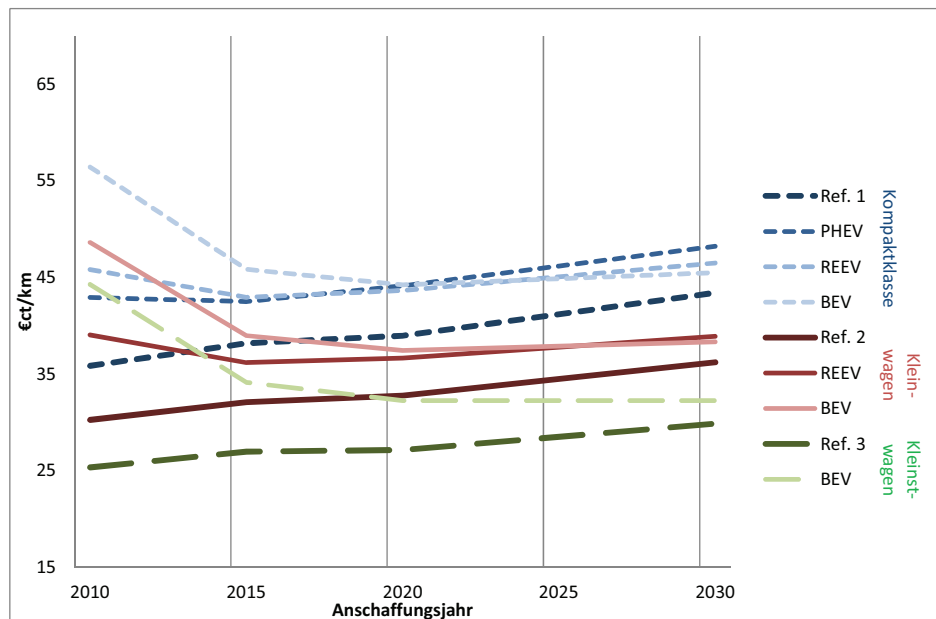


Abbildung 121: TCO mit hoher Energiepreisentwicklung (Fall 1)

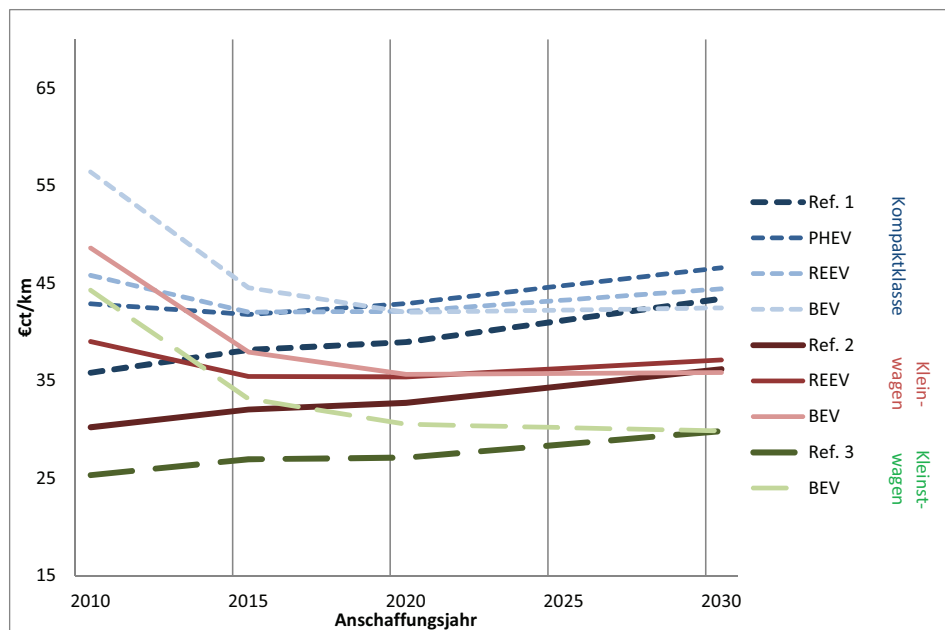


Abbildung 122: TCO mit hoher Benzinpreisentwicklung (Fall 2)

Zusammenfassend schaffen höhere Energiepreise insgesamt und besonders die Kombination aus hohen Benzinpreisen und moderaten Strompreisen einen finanziellen Vorteil für Elektrofahrzeuge, weil die variablen Kosten im Verhältnis besonders für konventionelle Fahrzeuge ansteigen.

7.1.1.7 Zusammenfassung und Diskussion

Die Analyse der TCO hat ergeben, dass Elektrofahrzeuge unter bestimmten Voraussetzungen einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber konventionell betriebenen Fahrzeugen haben können. Jedoch sprechen die Ergebnisse dieser Analyse dafür, dass konventionell betriebene Fahrzeuge zurzeit und auch in den nächsten Jahren unter den getroffenen Annahmen ohne Anreizsysteme Elektrofahrzeugen wirtschaftlich überlegen sind. Es wurde gezeigt, dass Elektrofahrzeuge höhere Kosten gegenüber den Referenzfahrzeugen aufweisen und geringere Kosten im Betrieb diese höheren Anschaffungskosten speziell in den nächsten Jahren nicht kompensieren können. Angenommenen Kostendegressionen – gerade im Bereich der Batterie, des Elektromotors und der Leistungselektronik – greifen nur dann, wenn Elektromobilität sich im Markt etabliert. Allerdings werden diese Degressionen im Umkehrschluss zu großen Teilen ausbleiben, wenn es aufgrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen nicht gelingt, diese in den Markt zu bringen. Batteriekosten haben einen signifikanten Einfluss auf die Anschaffungskosten und die TCO. Eine günstigere Batteriekostenentwicklung würde die einzelwirtschaftliche Bewertung von Elektrofahrzeugen verbessern. Auch Fahrleistungen und Energiepreisentwicklungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf die TCO. Insgesamt sind die Ergebnisse stark abhängig von den getroffenen Annahmen.

Abschließend ist anzumerken, dass hier die Kosten über 11 Jahre dargestellt werden. Fraglich sind auch das Verhalten und die Sicht zukünftiger Nutzer. Unter den gegebenen Annahmen sieht ein Nutzer zunächst höhere Anschaffungskosten und den Bedarf, diesen Kosten nachteil über mehrere Jahre wieder herauszufahren. Ob eine Weitsicht (bzw. Vorfinanzierung) möglicher Einsparungen im Betrieb schon beim Kauf berücksichtigt wird, bleibt fraglich. Demnach bestimmt auch das Verhalten der Nutzer und mögliche flankierende Anreizsysteme maßgeblich den wirtschaftlichen Erfolg von Elektromobilität. Zudem ist ein Nutzenverlust durch die beschränkten Reichweiten der xEV bei dieser Analyse nicht betrachtet oder eingerechnet (Kosten für Mietwagen, Taxi, oder ähnliches). Um Elektromobilität wirtschaftlich erfolgreich zu gestalten muss dieser Nutzenverlust möglichst gering gehalten werden. Das wird wiederum beeinflusst von Entwicklungen der Infrastruktur und der Batterie.

7.1.2 Anreizsysteme für die (Markt-)Einführung von Elektrofahrzeugen

Bisher wurden Anreizsysteme für die Markteinführung von Elektrofahrzeugen nicht betrachtet. Allerdings können diese die Ergebnisse und die einzelwirtschaftliche Bewertung von Elektrofahrzeugen deutlich beeinflussen. Der folgende Abschnitt widmet sich einer Betrachtung von Anreizsystemen und deren Wirkung auf die TCO.

7.1.2.1 Anreizsysteme

Die Bundesregierung fördert die Einführung von Elektrofahrzeugen und verfolgt das Ziel, 1 Mio. Fahrzeuge bis 2020 und 6 Mio. Fahrzeuge bis 2030 auf den Markt zu bringen [Die Bundesregierung, 2009]. Allerdings wurde gezeigt, dass Elektrofahrzeuge unter den getroffenen Annahmen heute und in naher Zukunft keine Vorteile in den TCO erzielen können. In dieser Zeit können Anreizsysteme helfen, eine Markteinführung von Elektromobilität zu beschleunigen. Wie in Abschnitt 5 beschrieben, laufen zurzeit zahlreiche Forschungsprojekte und Demonstrationsvorhaben in Deutschland. Zudem wurde die KFZ-Besteuerung in 2009 refor-

miert, inklusive einer Sonderregelung bei der Besteuerung von Elektrofahrzeugen. Im Gegensatz zu anderen Ländern der EU bestehen in Deutschland darüber hinaus keine finanziellen Kaufanreize für Elektrofahrzeuge. Beispielsweise erhält man bei Kauf eines Elektrofahrzeugs in Frankreich einen Zuschuss von 5.000 €. Dagegen erhalten in Deutschland die Anschaffungskosten keine Unterstützung in Form von finanziellen Anreizen. Im Folgenden werden einige mögliche Arten von Anreizsystemen vorgestellt, ausgewählte Anreizsysteme in die TCO-Analyse integriert und hinsichtlich ihrer Wirkungen untersucht.

Anreizsysteme können in verschiedener Weise auf die Markteinführung von Elektrofahrzeugen wirken. Einerseits können Anreizsysteme von der Politik gesetzt werden, andererseits können Anreizsysteme auch von weiteren involvierten Akteuren im Bereich der Elektromobilität aufgesetzt werden, zum Beispiel durch eine Vergütung von Netzdienstleistungen. In Anlehnung an [Kley et al., 2010] fasst Abbildung 123 mögliche Anreizsysteme exemplarisch zusammen und gibt einige Anwendungsbeispiele. Hierbei wird allerdings keine Vollständigkeit unterstellt. In der weiteren Analyse beschränken wir uns auf Anreizsysteme, welche einen Einfluss auf die TCO besitzen. In Abbildung 123 schraffierte Bereiche werden nachfolgend in einem Anwendungsbeispiel auf ihre Wirkung auf die TCO untersucht.

Ökonomische Instrumente	Preis	Anschaffungszuschuss	Beeinflusst Anschaffungskosten
		Abwrackprämie	
		Steuerreduktion KFZ-Steuer	Beeinflusst Betriebskosten
		Besteuerung Energie	
		Park- / Nutzungsgebühren	
	Menge	Quoten für OEMs (Emissionen)	
Regulatorische Instrumente		CO ₂ Zertifikate für EVUs	
	Produktion	Produktionsstandards	
	Leistung	Emissionsstandards	
Instrumente der Information		Information / Label / Normen	
Organisatorische Instrumente		Spezielle Fahrspuren	
		Spezielle Parkmöglichkeiten	
		Ladeinfrastruktur	
Sonstige Instrumente		Vergütung von Netzdienstleistungen	
		Energiepreise / Preisdifferenzierung	

Abbildung 123: Übersicht Anreizsysteme für Elektrofahrzeuge

Anhand einer konkreten Berechnung eines Falls aus den zuvor beschriebenen TCO-Analysen werden nachfolgend finanzielle Anreize in Form:

- einer KFZ-Besteuerung,
- einer Kompensation von Netzdienstleistungen und
- einer Differenzierung von Energiepreisen

hinsichtlich ihrer Wirkung bewertet.

Wir betrachten Fahrzeuge in der Kompaktklasse zu einem Abschaffungsjahr 2015 mit den Annahmen im Basisfall. Eine Betrachtung für 2015 erscheint sinnvoll, da zu diesem Zeitpunkt vergleichbare Kosten zwischen Elektrofahrzeugen und konventionell betriebenen Fahrzeugen herrschen sollte, damit eine Markteinführung von Elektromobilität gelingen kann. Die Analyse der TCO und der Vergleich eines BEV mit dem Referenzfahrzeug ergibt Mehrkosten bei der Anschaffung von 12.753 € für das BEV. Hingegen ergibt sich aus der Summe aus fixen und variablen Betriebskosten ein Kostenvorteil von 2.660 € über die komplette Lebensdauer von 11 Jahren. Damit bleibt eine Kostendifferenz von 10.093 € über die Lebenszeit zum Nachteil des BEV. Sollen die TCO von beiden Fahrzeugkonzepten gleich sein, ist eine Kompensation insgesamt in dieser Höhe für das BEV notwendig. Über die Lebenszeit verteilt ergibt sich eine zusätzlich notwendige Kompensation in Höhe von 918 € pro Jahr. Nachfolgend werden Potenziale einiger Anreizsysteme diskutiert, um diese Kompensation aufzubringen.

KFZ-Steuer

Eine Möglichkeit der Förderung der Markteinführung von Elektrofahrzeugen sind Vergünstigungen in der jährlichen KFZ-Steuer, reformiert im Juli 2009 [Gawel, 2011]. Damit werden die fixen Betriebskosten des Elektrofahrzeugs beeinflusst. Dieses Instrument ist durch eine besondere Besteuerung von Elektrofahrzeugen ab Neuzulassung als bisher einziges finanzielles Anreizsystem für Endkunden von Fahrzeugen in Deutschland umgesetzt. Allerdings erhalten durch die Reform der Besteuerung auch emissionsarme Verbrennungsmotorfahrzeuge eine steuerliche Begünstigung, da jetzt auch der CO₂-Ausstoß die Besteuerung von Fahrzeugen beeinflusst. Die jährliche Besteuerung für Benzinfahrzeuge setzt sich zusammen aus einem Grundbetrag von 2 € je angefangene 100 ccm Hubraum plus einer CO₂-Komponente von 2 € pro Gramm CO₂ über festgelegten Grenzwerten. Diese Grenzwerte belaufen sich auf 120 Gramm CO₂ pro km in 2010 und 2011, 110 Gramm CO₂ pro km in 2012 und 2013 und 95 Gramm CO₂ pro km ab 2014. Die Besteuerung von Elektrofahrzeugen erfolgt nach Gewicht. Der Beitrag wird bis zu einem zulässigen Gesamtgewicht von 2.000 kg berechnet nach 11,25 € pro angefangene 200 kg, bis 3000 kg 12,02 € pro angefangene 200 kg und bis 3,5 t 12,78 € pro angefangene 200 kg. Alle Teilbeträge werden addiert und um die Hälfte ermäßigt. Ebenso existiert eine komplette Befreiung der KFZ-Steuer für Elektrofahrzeuge in den ersten fünf Jahren ab Zulassung. REEV und PHEV gelten laut Definition nicht als Elektrofahrzeuge und werden hinsichtlich ihres Zusatzmotors – also in diesem Fall wie benzinbetriebene Fahrzeuge – besteuert [Borck, 2011]. Auf Grundlage dieser Rechenvorschriften werden die jährlichen KFZ-Steuern für die berücksichtigten Fahrzeuge in diesem Fall berechnet. Unter den getroffenen Annahmen beträgt die KFZ-Steuer für ein BEV pro Jahr 56 €. Bisher besteht eine Steuerbefreiung für 5 Jahre ab Neuzulassung. Allerdings kompensiert selbst eine Steuerbefreiung nur einen Bruchteil des notwendigen jährlichen Betrags von 918 €, um die TCO von BEV und Referenzfahrzeug anzugleichen. Auch eine komplette Steuerbefreiung für BEV trägt nur im geringen Maß zur Angleichung der TCO beider Fahrzeugkonzepte bei. Wenn die TCO allein durch KFZ-Besteuerung angeglichen werden sollen, ist unter den gegebenen Annahmen neben einer kompletten Befreiung der KFZ-Steuer über die Lebenszeit für BEV zusätzlich eine Steuererhöhung der Referenzfahrzeuge auf jährlich 862 € notwendig. Diese Maßnahme widerspricht allerdings der erst kürzlich reformierten KFZ-Besteuerung und scheint daher sehr unrealistisch.

Somit hat das bereits umgesetzte Instrument der Begünstigung der KFZ-Besteuerung eher einen symbolischen Wert mit einer geringen Wirkung auf die TCO von Elektrofahrzeugen.

Kompensation von Netzdienstleistungen

Neben dem Staat können auch weitere Akteure aus dem Bereich der Elektromobilität Anreizsysteme für Endkunden von Elektrofahrzeugen aufsetzen. Durch Elektrofahrzeuge ergibt sich die Möglichkeit der Bereitstellung von Netzdienstleistungen, zum Beispiel als steuerbare Last durch Aufnahme von überschüssiger Windenergie bei attraktiver Vergütung für die Elektrofahrzeugbesitzer. Das technische Potenzial von Netzdienstleistungen wurde in Abschnitt 1 diskutiert. Um durch diese Netzdienstleistungen die Kosten von Referenzfahrzeug und Elektrofahrzeug im betrachteten Fall anzugleichen, ist eine Vergütung von 918 € pro Jahr erforderlich. Da aus technischer Sicht zu erwarten ist, dass Kompensationen überwiegend im Bereich der Minutenreserve oder Sekundärregelenergieleistung erfolgen, ist diese Höhe der Kompensation bereits in 2015 unter den derzeitigen gegebenen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten. Berechnungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Projekt unter Berücksichtigung des technischen Potenzials und der netzseitigen Notwendigkeit haben eher eine Kompensation in Höhe von 50 € bis maximal 250 € pro Jahr ergeben. Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass eine Kompensation zunächst den Wertverlust des Fahrzeugs, der Batterie, sowie den Mehraufwand der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Netz ausgleichen muss. Erst darüber hinaus kann durch dieses Instrument ein Beitrag zur Verbesserung der TCO von Elektrofahrzeugen geleistet werden. Der Wertverlust der Batterie durch Netzdienstleistungen wurde bisher nicht in die Berechnungen der TCO und notweniger Kompensationen einbezogen und stellt einen sehr interessanten Ansatzpunkt für weitere Forschung auf diesem Gebiet dar.

Preisdifferenzierung von Benzin und Strom

Eine Differenzierung von Energiepreisen als Anreiz für Endkunden von Elektrofahrzeugen kann durch mehrere Akteure erfolgen. So kann einerseits eine Differenzierung der Steuern und Abgaben bei Benzin und Strom durch den Staat erfolgen, andererseits können auch Unternehmen der Energiebranche spezielle Tarife und Vertragskonditionen für Elektrofahrzeuge anbieten und damit einen Anreiz für Endkunden schaffen. Eine Differenzierung der Energiepreise beeinflusst die variablen Betriebskosten der Fahrzeuge. Im betrachteten Fall werden laut Tabelle 57 Preise für Strom von 23,6 €ct / kWh und Benzin von 1,46 € / l in 2015 angenommen. Bei angenommenem Verbrauch würde selbst die kostenlose Bereitstellung von Strom für BEV in 2015 nicht ausreichen, um die TCO von Elektrofahrzeugen an die TCO von Referenzfahrzeugen anzugleichen. In 2015 entstehen lediglich 478 € an variablen Betriebskosten für BEV pro Jahr. Es wären weitere 440 € pro Jahr notwendig, um den erforderlichen Betrag von 918 € jährlich zur Angleichung der TCO zu erreichen. Auch wenn die angenommenen Zahlen aus der Literatur durch heutige reale Werte schon eingeholt wurden, würde der Einfluss noch immer zu gering sein, um die TCO auszugleichen. Eine weitere Möglichkeit stellt die Erhöhung der Benzinpreise dar. Bei gleichbleibenden Strompreisen und gegebenem Verbrauch wäre eine Erhöhung des Benzinpreises um 103 % auf 2,96 € notwendig. Geht man davon aus, dass bei einem Benzinpreis von 1,46 € sich der Anteil an Abgaben und Steuern auf ca. 0,90 € beläuft und sich die Erhöhung des Benzinpreises allein durch den Staat durch politische Maßnahmen ergeben soll, ist eine Erhöhung dieses Betrags

um ca. 167 % auf ca. 2,40 € notwendig. Für 2015 scheinen alle dargestellten Differenzierungen der Energiepreise als unrealistisch. Selbst die in den Sensitivitätsanalysen betrachteten Prognosen anderer Studien für die Benzinpreisentwicklung weichen deutlich von den benötigten Werten ab. Somit scheint auch eine Preisdifferenzierung von Energie kein alleiniges Instrument zu sein, um eine Gleichwertigkeit der TCO von Elektrofahrzeugen und Referenzfahrzeugen zu erlangen.

7.1.2.2 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Abschnitt wurden Anreizsysteme für die Markteinführung von Elektrofahrzeugen diskutiert, exemplarisch vorgestellt und durch Darstellung eines konkreten Anwendungsbeispiels aus der TCO-Analyse hinsichtlich ihrer Wirkung untersucht. Die exemplarisch untersuchten Anreizsysteme verschiedener Akteure zeigen, dass allein eine Befreiung der KFZ-Steuer für Elektrofahrzeuge nicht ausreichen wird, um einen finanziellen Vorteil zu schaffen. Ein abgestimmter Mix aus Maßnahmen, der sowohl Anschaffungskosten, als auch Betriebskosten beeinflusst, stellt die aussichtsreichste Vorgehensweise zur Angleichung der TCO von Elektrofahrzeugen und Referenzfahrzeugen dar.

7.2 Beschreibung des Energiesystemmodells und Rahmendaten

Energiesystemmodelle liefern wichtige Erkenntnisse zu Wechselwirkungen innerhalb des vernetzten Energiesystems. Mit ihrer Hilfe können exogene Einflüsse auf das Energiesystem wie höhere Energieträgerpreise, CO₂-Reduktionsvorgaben, Kapazitätsgrenzen einzelner Energieträger (z. B. Flächen- und Ertragsbegrenzung heimischer Biomassen), Reinvestitionszyklen oder neue Technikentwicklungen analysiert werden. Aus energiepolitischer Sicht können alternative CO₂-Minderungsstrategien auf ihre Wirksamkeit und Kosteneffizienz hin überprüft werden.

7.2.1 Modellbeschreibung

Das IKARUS Energiesystemmodell bildet das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland durch vernetzte Umwandlungs- und Transport-Prozesse sowie die Energienutzung beim Endverbraucher ab. Unter gesetzten energie- und umweltpolitischen Zielen werden entsprechend der Nachfrage nach Energiedienstleistungen (z. B. Transport von Gütern und Personen, Industrieproduktion) ein kostenminimiertes Energieträger- und Technik-Portfolio berechnet.

Das Modell zählt zur Klasse der technikbasierten Bottom-Up-Modelle, welche Einzeltechniken von der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungsebene bis hin zur Primärenergieebene und deren Korrespondenz durch Energieflüsse abbilden. Wirtschaftliche Einflussgrößen wie Kapitalverfügbarkeit und -kosten, Entwicklung von Primärenergieträgerpreisen, Außenhandel mit Energieträgern, Reinvestitionszyklen und verfügbare Kapazitäten (z. B. Leistungsgrenzen für den bestehenden Kraftwerkspark) können über Rahmenbedingungen von Szenarien berücksichtigt werden. Neben ökonomischen und technischen Daten können relevante energiepolitische Rahmenbedingungen (z. B. Kernenergieausstieg) berücksichtigt werden. Für

jedes Analysejahr ist ein konsistenter Referenzdatensatz hinterlegt. Dieser beinhaltet u. a. die Datenbeschreibungen von ca. 2.000 Energiewandlungstechniken, die Nachfragen nach Energiedienstleistungen und die Importenergieträgerpreise.

Die Modellstruktur des IKARUS Energiesystems ist in Abbildung 124 dargestellt. Unter Energieversorgung wird die Bereitstellung, Umwandlung, Verteilung und Nutzung von Energie (Energiefluss von der Primärenergie bis zur Nutzenergie) verstanden. Der Bedarf an Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen modelliert. Dies ist zum Beispiel die Nachfrage nach Raumwärme, Tonnen- und Personenkilometern oder Industriegütern.

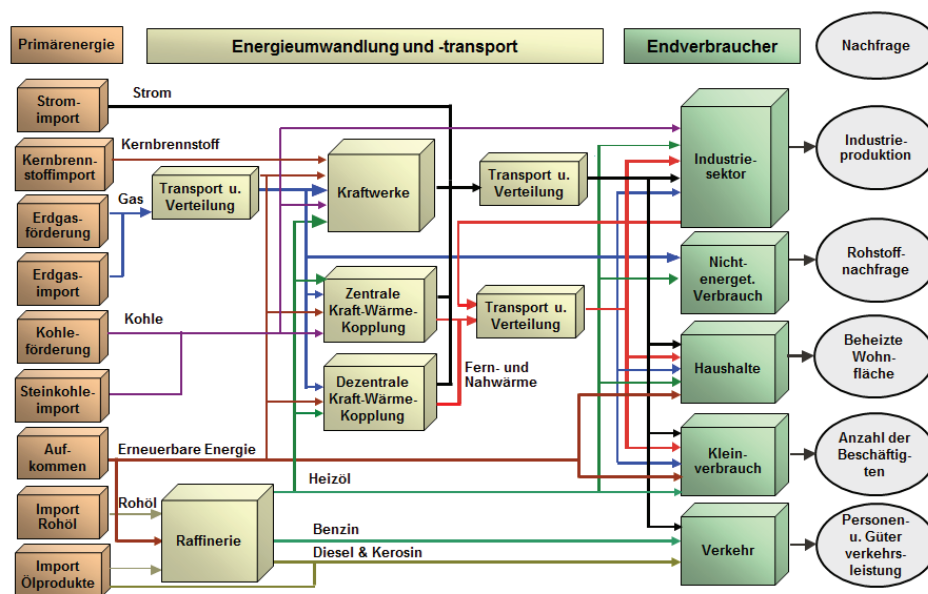


Abbildung 124: Struktur des IKARUS-Modells

Die Bilanzierung der Kosten, Energieflüssen und klimarelevanter Emissionen erfolgt über das gesamte Energieversorgungssystem. Der Zeithorizont der Analysen ist in fünf Jahresperioden bis zum Jahr 2050 möglich. Für das NET-ELAN-Projekt wird der Analyserahmen auf das Jahr 2030 begrenzt, da bei der Akkutechnik Technologiesprünge für den Zeitraum 2030 erwartet werden, die eine Trendfortschreibung von Batteriekennwerten und damit auch von xEV-Kennwerten über diesen Zeitraum hinaus sehr unsicher machen (vgl. Kapitel 5.5.1).

Modellseitig findet das mathematische Verfahren der linearen Programmierung (LP) Anwendung. Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten. Das für diese Untersuchung gewählte IKARUS-Modell arbeitet als „time-step“-Modell; d. h. die Optimierung erfolgt nicht über einen mehrperiodischen Zeitraum, sondern getrennt für jede Fünf-Jahres-Periode, wobei in einer Periode die Ergebnisse aller vorangehenden Perioden als „Vererbung“ eingehen. Es unterscheidet es sich von sogenannten „Perfect-foresight“ Modellen, welche über den gesamten Szenariozeitraum optimieren. Die Modellstruktur wurde insbe-

sondere vor dem Hintergrund der Minderung von energiebedingten Klimagasemissionen konzipiert. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich u. a. in [Martinsen et al., 2003].

Der vielfältige Einsatz des Modells erstreckt sich von Analysen energiepolitischer Gesamtkonzepte bis hin zur Untersuchung der Auswirkungen bei einer Einführung neuer Energietechniken in das Energieversorgungssystem. Eine Auswahl zu bereits durchgeführten Analysen gestützt durch das IKARUS Energiesystemmodell sind zum Beispiel in [Martinsen et al., 2007], [Martinsen et al., 2010] [Matthes et al., 2009] dokumentiert.

Ziel des Modelleinsatzes im Projekt ist eine Betrachtung der Auswirkungen einer Markteinführung von xEV unter Berücksichtigung der Zielvorgaben des Energiekonzeptes der Bundesregierung (inklusive Kernenergieausstieg) aus dem Jahr 2011 [BMU & BMWI, 2011].

7.2.2 Demographisch, gesamtwirtschaftliche und energiepolitische Rahmenbedingungen

Die im Folgenden beschriebenen demographischen, gesamtwirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen werden für die Energieszenarien im Projekt hinterlegt. Da auch eine Abhängigkeit zwischen den Rahmenbedingungen und den Nachfragen nach Energiedienstleistungen besteht, werden vorab die unterstellten Trends der Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung beschrieben.

Wichtiger Indikator für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung der Bundesrepublik Deutschland ist die jährliche Steigerung des Bruttoinlandsproduktes (BIP). Für die Szenarien-Untersuchungen wird von einer jährlichen Steigerungsrate des BIP von +1,4 % bis zum Jahr 2030 ausgegangen. Da die BIP-Wachstumsraten starken Schwankungen unterliegen, ist der Wert als durchschnittliche Entwicklung über eine Periode von fünf Jahren zu interpretieren.

Bei der Entwicklung der Wohnbevölkerung wird von einer Stagnation bei ca. 82,2 Mio. bis 2020 ausgegangen. Danach wird ein leichter Rückgang auf 81 Mio. Einwohner in 2030 angenommen. Die Entwicklung der Wohnbevölkerung beeinflusst die Nachfragen nach Energiedienstleistungen in allen Sektoren.

Wie bereits erwähnt, wird in den Szenarien von einer Erreichung der Zielwerte des Energiekonzeptes der Bundesregierung inklusive Kernenergieausstieg ausgegangen. Weiterhin werden die EU-Zielvorgaben zur Begrenzung der CO₂-Emissionen der Neuwagen-Flotte umgesetzt. Da das Energiekonzept einen Zeithorizont bis 2050 aufweist und einige Zielvorgaben keine Angaben für 2030 enthalten, werden für das Referenz-Szenario Zwischenziele für das Jahr 2030 formuliert. Folgende Zielwerte werden – neben anderen – berücksichtigt:

- Reduktion der CO₂-Emissionen in 2020 um 40 % bzw. 55 % in 2030 (Vergleichsbasis 1990),
- Absenkung des Primärenergiebedarfs um 50 % bis 2050 (angenommenes Zwischenziel bis 2030 um 25 %; Vergleichsbasis 2008),
- Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 (Vergleichsbasis 2008),

- Steigerung des Anteils der erneuerbare Energien an der Stromerzeugung auf 35 % (2020) bzw. 50 % (2030),
- Kernenergie-Ausstiegsbeschluss vom Juli 2011,
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primärenergiebedarf auf mindestens 30 % bis 2030,
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2020 auf 10 %,
- EU-Neuwagen-Flottenverbräuche erreichen das EU-Ziel 2014: 120 g / km und 2020: 95 g / km und
- 1 Million xEV bis 2020, 6 Millionen xEV bis 2030.

Weitere Annahmen zur Rahmenbedingungen und Restriktionen können u. a. [Martinsen et al., 2007] entnommen werden.

7.2.3 Nachfrage nach Energiedienstleistungen

Die Nachfragen nach Energiedienstleistungen werden im Modell endogen übersetzt in Endenergienachfragen und sind somit wichtig für die Ausprägung des Energieversorgungssystems. In den Endenergiesektoren werden jeweils die Nachfragen

- der Industrieproduktion durch die Bruttowertschöpfung (BWS),
- des Haushaltssektors u. a. durch die beheizte Wohnfläche,
- des Bereiches Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) u. a. durch die Zahl der erwerbstätigen und
- des Verkehrs durch die Transportleistung des Güter- und Personenverkehrs

in Energiedienstleistungen überführt (vgl. Abbildung 124). Die auf das Jahr 2010 normierten Entwicklungen der wichtigsten Parameter sind zusammenfassend in Abbildung 125 dargestellt.

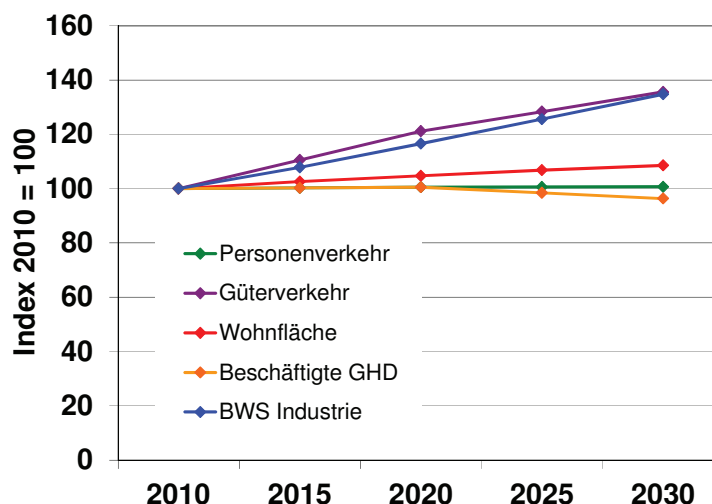


Abbildung 125: Normierte Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen

Die zur Entwicklung des BIPs passende Entwicklung der Bruttowertschöpfung in der Industrie zeigt im Durchschnitt eine real um 1,5 % pro Jahr steigende Bruttowertschöpfung über dem Szenariozeitraum. Der Trend variiert in unterschiedlichen Branchen allerdings deutlich. Die reale Bruttowertschöpfung der Chemiebranche fällt deutlich höher aus als in anderen Branchen z. B. eisenschaffende Industrie, Zellstoff- und Papier-Industrie. Dabei ist eine rückläufige Entwicklung vieler energieintensiver Produkte zu erwarten.

Ausgehend von einem Wohnungsbestand von 40,3 Millionen im Jahr 2010 wird ein Trend zu zusätzlichen Wohnungen angenommen. Ursache ist die zunehmende Anzahl der Zweitwohnungen für berufstätige Pendler sowie Single-Haushalte. Insgesamt nimmt die Wohnfläche bis zum Jahr 2030 um etwa 10 % zu. Die Wohnfläche pro Einwohner steigt somit von heute gut 41 m² auf knapp 46 m² im Jahr 2030 an.

Die Zahl der Erwerbstätigen im GHD-Sektor von knapp 32 Millionen in 2010 erhöht sich bis 2020 noch leicht, geht dann aber bis 2030 – unter anderem bedingt durch den Rückgang der Bevölkerung – um knapp eine Million auf 30,5 Millionen in 2030 zurück. Dabei gewinnen die privaten und öffentlichen Dienstleistungen an Bedeutung, während insbesondere die Zahl der Erwerbstätigen in der Land- und Forstwirtschaft sowie im Baugewerbe weiter abnimmt.

Die unterstellte Personenverkehrsleistung des öffentlichen und privaten Verkehrs steigt trotz abnehmender Bevölkerungszahl im Jahr 2010 von etwa 1.104 Mrd. Pkm (Personenkilometer) leicht auf 1.112 Mrd. Pkm im Jahr 2030 an. Der motorisierte Individualverkehr (MIV) behält seine dominierende Stellung (ca. 77 % Anteil der gesamten Personenverkehrsleistung) und der Flugverkehr verzeichnet eine knapp 50 %ige Steigerungen im genannten Zeitraum 2010 bis 2030. Im Güterverkehrsbereich nimmt die Transportleistung von heute etwa 600 Mrd. tkm (Tonnenkilometer) auf ca. 815 Mrd. tkm um über 36 % zu. Der stärkste Zuwachs wird hier beim Straßengüterverkehr erwartet. Tabelle 58 enthält zusammenfassend die Verkehrsleistungen, die dem Referenz-Szenario zugrunde liegen.

	Einheit	2010	2020	2030
Personenverkehr	[Mrd. Pkm]	1104	1110	1112
Güterverkehr	[Mrd. tkm]	601	728	815

Tabelle 58: Entwicklungen der Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr

7.2.4 Energieträgerpreise

Da das vom Modell gewählte Technikportfolio durch die Entwicklung der Primärenergieträgerpreise mitbestimmt wird, ist eine Entwicklung von Preistrends für den Import von Primärenergien und Produkten notwendig. Für Primär- und Endenergieträger, die ausschließlich in Deutschland produziert werden, werden die Kosten für Gewinnung, Umwandlung und Endenergienutzung in den Modellstrukturen bilanziert. Abbildung 126 stellt die angenommenen Entwicklungen der importierten Primärenergieträger und Produkte zusammen. Bezugsjahr der Preise ist das Jahr 2010. Die Preise verstehen sich als Durchschnittspreise für eine Periode von jeweils fünf Jahren.

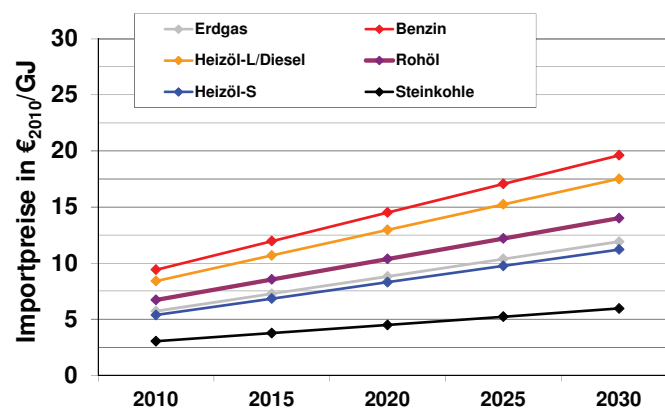


Abbildung 126: Entwicklung der Importenergiepreise in €/2010/ GJ

Bei allen Energieträgern wird über die nächsten zwei Dekaden von steigenden Preisen ausgegangen. Beim Rohöl und den daraus erzeugten Produkten wird von einer realen Verdoppelung der Preise von 2010 nach 2030 ausgegangen. Der Rohölpreis steigt im Jahr 2030 auf 135 \$₂₀₁₀/bbl, was bei einer unterstellten Inflationsrate von 1,1 % ca. 170 \$/bbl (Preisstand 2030) entspricht. Da die Energiepreise starken Schwankungen unterliegen, sei an dieser Stelle angemerkt, dass die angegebenen Preise als Durchschnittspreise über eine Periode von fünf Jahren zu interpretieren sind. Für die Periode 2005 bis 2010 ergibt sich z. B. nach [MWV, 2011] ein durchschnittlicher Preis für die Ölsorte UK Brent von 88,2 \$₂₀₁₀/bbl. Auch Erdgas und Steinkohle werden sich im unterstellten Szenario deutlich verteuern. Wichtig für

die kostenminimalen Szenario-Rechnungen ist neben der absoluten Höhe der Preise insbesondere die Relation der Energieträgerpreisentwicklungen untereinander.

7.3 Inputdaten Elektrofahrzeuge

Die technischen und kostenseitigen Inputdaten der verschiedenen Typen der Elektrofahrzeuge PHEV, REEV und BEV müssen zur Darstellung im Energiesystemmodell zu aggregierten Verbrauchs- und Kostendaten des Bestandes zusammengefasst werden. Da das Energiesystemmodell einen Fahrzeugbestand – bestehend aus Bestandszugang durch Neufahrzeugverkäufe und Bestandsabgang – voraussetzt, wird im Projekt eine Bestandsentwicklung simuliert und basierend auf diesen Entwicklungen aggregierte Werte für die Beschreibung der Fahrzeuge abgeleitet.

7.3.1 Marktdurchdringung und resultierende Bestandsentwicklung

Um die Ziele der Bundesregierung von einer Million Elektrofahrzeuge bis 2020 und sechs Millionen im Jahr 2030 zu erreichen, müssen entsprechend Elektrofahrzeuge in den Markt gebracht werden. Für die Markteinführung wiederum muss berücksichtigt werden, wie sich (global) die Elektrofahrzeugproduktion entwickelt, welche Fahrzeuggrößen (Kleinstwagen bis hin zu SUV) und Elektrofahrzeugtypen (reine BEV, REEV oder PHEV) am Markt Erfolg haben. Die hierzu im Projekt getroffenen Annahmen sollen an dieser Stelle umrissen werden.

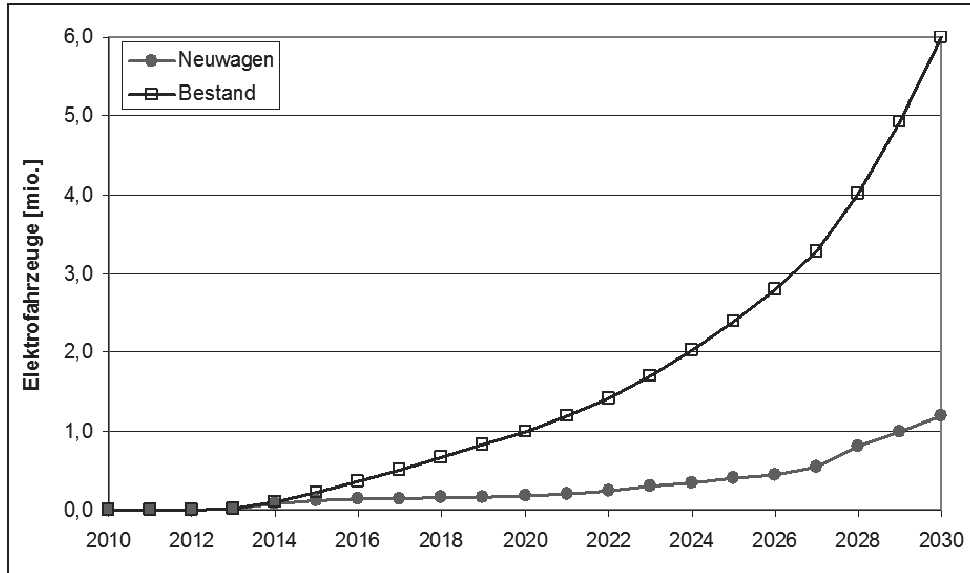


Abbildung 127: Angenommene Entwicklung der Neuwagenverkäufe und des Bestands an Elektrofahrzeugen in Deutschland

Es wird angenommen, dass ab dem Jahr 2010 Elektrofahrzeuge auf den Markt kommen. Im Jahr 2020 sind es 175.000, im Jahr 2025 0,4 Millionen und 2030 dann 1,2 Millionen E-Fahrzeuge, die von den Kunden nachgefragt werden. Für den Bestand wird berücksichtigt, dass die Fahrzeuge eine gewisse durchschnittliche Lebensdauer haben und diese einer Verteilung wie bei konventionellen Fahrzeugen unterliegt [ifeu, 2010]. Abbildung 127 zeigt die angenommene Entwicklung von Verkaufs- und Bestandszahlen.

Im Projekt wird weiterhin angenommen, dass die Elektrofahrzeuge in den Fahrzeugklassen Kompaktklasse (z. B. Ford Focus), Kleinwagen (z. B. Ford Fiesta) und bei den Kleinstwagen angeboten werden. Darüber hinaus werden die Antriebstypen BEV, REEV und PHEV entsprechend Tabelle 59 zugeordnet. Der Anteil der jeweiligen Fahrzeugklasse am Gesamtmarkt entspricht der vom Kraftfahrtbundesamt erfassten Verteilung im Jahre 2011 [Kraftfahrtbundesamt, 2011]. Die Elektrofahrzeugtypen werden gleichverteilt, wobei bei den Kleinwagen nur BEV und REEV angeboten werden und bei den Kleinstwagen nur das BEV die Elektrofahrzeuge vertritt (vergleiche Kapitel 5.3). Im Jahr 2030 werden – nach den Annahmen im Projekt – 120.000 BEV im Kleinstwagensegment bzw. im Segment "Mini" (KBA-Nomenklatur) von den Kunden gekauft.

	Kompaktklasse			Kleinwagen		Kleinstwagen
	BEV	REEV	PHEV	BEV	REEV	BEV
Anteil der Klasse am Gesamtmarkt	25 %			20 %		25 %
Anteil in den drei Klassen	50 %			40 %		10 %
Aufteilung Antriebsart in Klasse	33 %	33 %	33 %	50 %	50 %	100 %
Antriebsart gesamter E-Fzg.-Markt	16,7 %	16,7 %	16,7 %	20 %	20 %	10 %

Tabelle 59: Angenommene Aufteilung von E-fahrzeugtypen in den Fahrzeugklassen

Um die Berechnungen im Energiesystemmodell IKARUS zu ermöglichen, sind Kraftstoff- bzw. Stromverbräuche der Flottenfahrzeuge zu berechnen. Hierzu ist zu beachten, dass der Flottenenergieverbrauch eine Funktion ist aus:

- Anzahl der Fahrzeuge aus einem Modelljahr in einem Kalenderjahr
- Jahresfahrleistung der Fahrzeuge Modelljahr in einem Kalenderjahr
- Spezifischer Energieverbrauch der Fahrzeuge eines Modelljahrs

Die jährliche Fahrleistung ist auch eine Funktion des Fahrzeugalters (s. Abbildung 128). Neufahrzeuge der gleichen Klasse des gleichen Antriebstyps weisen eine höhere Jahresfahrleistung auf als ältere.

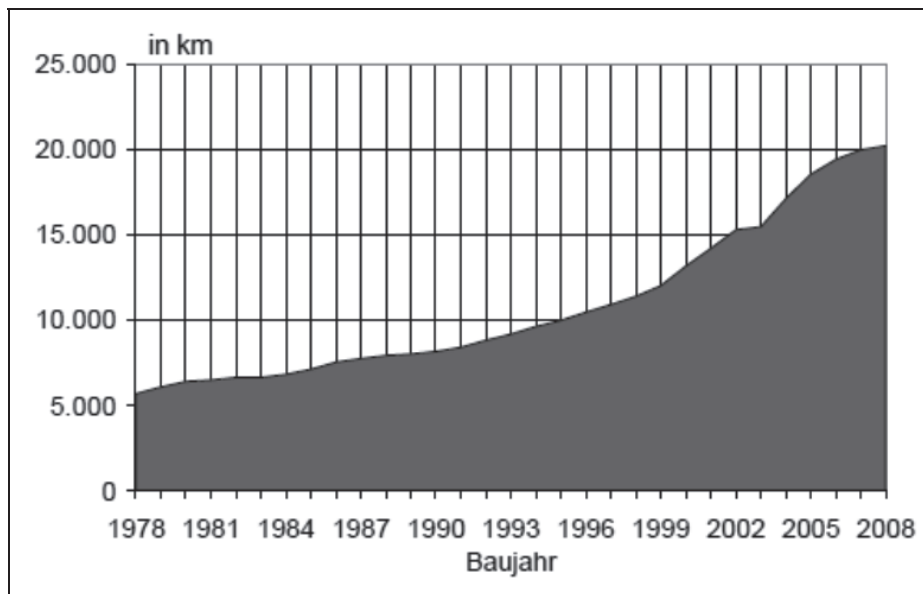


Abbildung 128: Durchschnittliche PKW-Jahresfahrleistung im Jahr 2008 nach Alter bzw. Baujahr [ifeu, 2010]

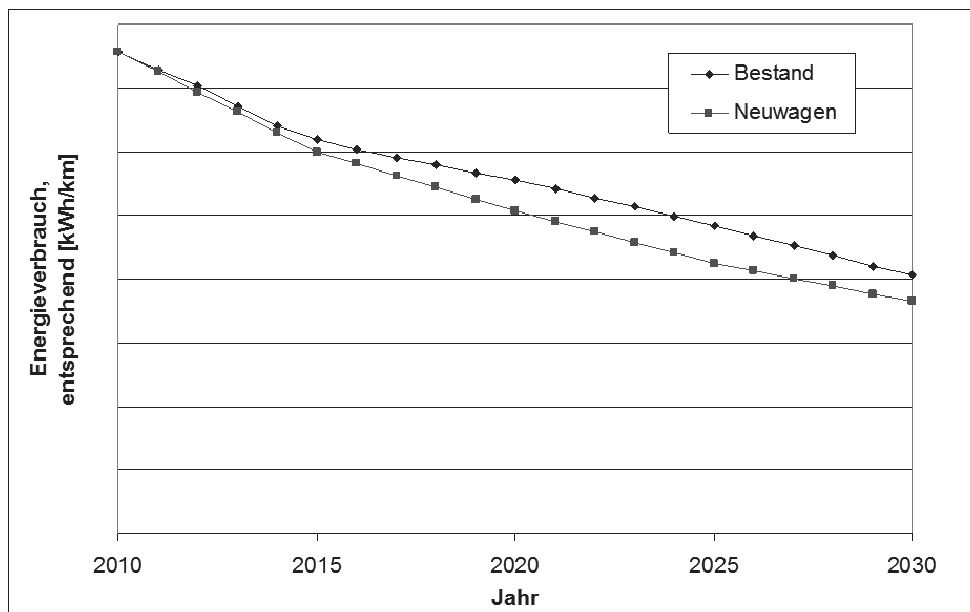


Abbildung 129: Schematischer Verlauf des Neuwagen- und des Bestandsverbrauchs für BEV der Kompaktklasse

Die Berechnung der spezifischen Verbräuche für die Neuwagen in den Jahren 2010, 2015, 2020, 2025 und 2030 sind bereits im Kapitel 5.4 vorgestellt. Diese sind gemeinsam mit dem

durchschnittlichen Bestandsverbrauch schematisch in Abbildung 129 dargestellt. Für den Bestandsverbrauch gehen wie oben beschrieben neben den Anzahl der Fahrzeuge auch die altersabhängigen Kilometerleistungen ein. Es ist ersichtlich, dass in den ersten Jahren nach Markteinführung der BEV die Neuwagen- und Bestandsverbräuche noch eng beieinander liegen, diese sich aber mit dem zunehmenden Bestandsaufbau (entsprechend Abbildung 127) voneinander trennen.

Als weiterer Vorbereitungsschritt zur Nutzung der Verbrauchszahlen in den Modellrechnungen zum Energiesystem müssen die Bestandsverbräuche der einzelnen Fahrzeugklassen aggregiert werden, was ebenfalls entsprechend der Fahrleistung durchgeführt wird.

Die Bestandsverbrauchswerte für die einzelnen Antriebsoptionen sind Basis der Energiesystemrechnungen für den Verkehr. Entsprechend der angenommenen EU-Vorgaben für die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Neuwagen von 95 g/km in 2020 werden die Verbrauchswerte ebenfalls analog wie oben beschrieben als Eingangsgrößen für die Modellrechnung entwickelt.

7.3.2 Datenaufbereitung Energiesystemmodell

Das verwendete Energiesystemmodell enthält eine umfangreiche Beschreibung von Techniken, auf die im Projekt zurückgegriffen werden kann. Für den motorisierten Individualverkehr sind verschiedene Kraftstoffe als auch Antriebsarten für Personenkraftwagen (Pkw) hinterlegt. Um die Konsistenz der detaillierten Simulationsergebnisse im Projekt mit den aggregierten Daten des Energiesystemmodells gewährleisten zu können, werden die Verbrauchs- und Kostendaten in den Stützjahren der Fahrzeugsimulationen für PHEV, REEV, BEV und konventionelle Fahrzeuge in den entsprechenden Fahrzeugklassen mit Hilfe der beschriebenen Bestandsrechnungen aggregiert. Die Annahmen des Projektes bezüglich Nutzungsmuster und Beschränkung der Markteinführung auf die Segmente Kleinstwagen, Kleinwagen und Kompaktklasse ergeben in den Szenarien einen fokussierte Substitution von Benzin-Pkw durch xEV. Eine signifikante Ausweitung des Bestands an xEV über die im Projekt angenommen 6 Millionen Fahrzeuge in 2030 hinaus, würde auch die Erschließung des Diesel-Pkw-Marktes erfordern.

Entsprechend den angenommenen EU-Vorgaben für CO₂-Flottenemissionen von Neufahrzeugen, einer Anpassung der Normverbräuche auf reale Verbrauchswerte, einer aus Kapitel 5.2 abgeleiteten Aufteilung der elektrischen und verbrennungsmotorischen Fahranteile für REEV und PHEV ergeben die in Tabelle 60 dargestellten Verbrauchswerte und deren Entwicklung bis 2030. Der Strom- und Benzinverbrauch der REEV und PHEV ist kumulativ zu verstehen und ein Mix aus den fahrleistungsgewichteten Anteilen des CDM- bzw. CSM-Verbrauchs (vgl. Kapitel 5.4.1).

	Benzin	Benzin Spar-technik	Diesel	Diesel Spar-technik	BEV	REEV		PHEV	
						Verbrauch Strom	Verbrauch Benzin	Verbrauch Strom	Verbrauch Benzin
Einheit pro 100 km	[l]	[l]	[l]	[l]	[kWh]	[kWh]	[l]	[kWh]	[l]
2010	8,5	7,7	7,0	6,4	19,9	13,8	2,0	12,0	2,8
2015	7,7	7,0	6,5	5,9	18,3	12,8	1,8	11,2	2,6
2020	6,7	6,1	5,7	5,2	17,5	12,3	1,7	10,7	2,5
2025	5,6	5,1	4,8	4,3	16,7	11,7	1,6	10,2	2,4
2030	4,7	4,3	4,1	3,7	15,7	11,0	1,5	9,5	2,2

Tabelle 60: Entwicklung der Pkw-Verbrauchskennwerte in den Szenarien

Die Unterscheidung der Benzin- und Dieselfahrzeuge in eine Normal- und Sparvariante erlaubt eine Differenzierung in Pkw mit zusätzlichem Einsparpotenzial zur Normalvariante durch Techniken wie zum Beispiel Hybridisierung des Antriebsstrangs (ohne Plug In) oder Reduktion der Fahrwiderstände. Die Anschaffungskosten der Spartechnik-Pkw erhöhen sich durch den Einsatz von zusätzlicher Effizienz-Techniken im Durchschnitt um ca. 7 %. Die Erreichung der EU-Zielwerte bezüglich CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte führt zu einem deutlichen Rückgang des Bestandsverbrauchs bei Diesel- und Benzinfahrzeugen bis 2030. Die Reduktion des Stromverbrauchs bzw. Benzin- und Stromverbrauchs bei REEV und PHEV werden durch die in Kapitel 5.4 beschriebenen Verbesserungen des Antriebsstrangs und Reduktion der Fahrwiderstände erzielt.

Die Jahresfahrleistung für Benzin-Pkw im Bestand im Jahr 2010 beträgt ca. 12.500 km / a. Bedingt durch steigende Bestandszahlen und nur geringfügig steigender Personenverkehrsleistung und Gesamtfahrleistungen des MIV im Szenario bis 2030 nehmen die Jahresfahrleistungen um ca. 10 % ab. Diesel-Pkw weisen im Jahr 2010 eine um ca. 40 % höhere Jahresfahrleistung auf. Der derzeitige Trend des Angleichens der Jahresfahrleistungen von Benzin und Dieselfahrzeugen im MIV wird auch im Projekt unterstellt. Für den Bestand der BEV wird von einer um ca. 20 % geringeren Jahresfahrleistung in 2020 im Vergleich zum Benzin-Pkw ausgegangen, die sich im Jahre 2030 – bedingt durch sinkende Batteriekosten, steigende Energiedichten mit einer um 20 % erhöhten Reichweite – der der Benzin-Fahrzeuge annähert. Da die Reichweiten der Varianten REEV und PHEV nicht durch die Batterie limitiert sind, wird von einer Jahresfahrleistung analog der Entwicklung der Benzin-Fahrzeuge ausgegangen.

Zur Aggregation der kostenseitigen Beschreibung der Pkw im Energiesystemmodell werden die Anschaffungskosten und variablen Kosten der Fahrzeuge im Basisfall aus der TCO-Analyse (vgl. Kapitel 7.1.1) herangezogen. Bei den Anschaffungskosten der Diesel und Benzin-Pkw wird – bedingt durch höhere Anforderungen an die CO₂-Emissionen – real eine Preissteigerung von ca. 1 % pro Jahr angenommen. Für die Kostenentwicklung der xEV ist der Trend der Batteriekosten und des Fahrzeugkonzeptes bis 2030 aus der TCO Kostenanalyse hinterlegt. Die Anschaffungskosten inklusive fixer und variabler Kosten (ohne Kraftstoffkosten) für BEV liegen im Jahr 2030 unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Jahres-

fahrleistungen zwischen den Kosten des Benzin- und Benzin-Sparteknik Pkw. Die Varianten PHEV und REEV erreichen das Kosten-Niveau des Pkw mit Benzin-Sparteknik.

7.4 Referenz-Szenario

Für das Referenz-Szenario werden die beschriebenen energiepolitischen Zielvorgaben und die im Projekt erarbeiteten technischen und ökonomischen Annahmen zu xEV, Kraftwerkspark und Transport- und Verteilnetzen verwendet. Für im Projekt nicht im Detail analysierte Umwandlungs-, Energietransport- und Endverbrauchstechniken werden die im Energiesystemmodell hinterlegten Daten herangezogen. Das Referenz-Szenario geht von einer Markteinführung von xEV und einem Bestand 1 Mio. xEV in 2020 und bzw. 6 Mio. in 2030 aus. Es werden die bereits beschriebenen Bestandsanteile an BEV, REEV und PHEV angenommen. Die zusätzliche Nachfrage nach Ladeenergie der xEV wird durch Ladestrategie 1 (ungesteuertes Laden ab Rückkehr zum Wohnungsparkplatz, vgl. Kapitel 6.1.2) im Szenario abgebildet.

Abbildung 130 zeigt die berechnete Entwicklung des Primärenergiebedarfs im Referenzszenario. Die wichtigen Zielvorgaben Kernenergieausstieg bis 2022, Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie von 30 % und deutlicher Rückgang der Primärenergie um 25 % bezogen auf 2008 werden erreicht. Der Bedarf an Erdgas geht im Referenz-Szenario bedingt durch steigende Wirkungsgrade in der Umwandlungs- und Endverbrauchstechnik sowie einer wesentlich verbesserten Dämmung des Gebäudebestands und Neubauten trotz steigender Wohnfläche und Mehreinsatz im Kraftwerksbereich zurück. Weiterhin kann man einen deutlichen Rückgang an Steinkohle- sowie Braunkohleverbrauch erkennen, bedingt durch den hohen Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Kraftwerksbereich. Der Anteil des Mineralöls am Primärenergiebedarf fällt von 37 % in 2010 nur leicht auf ca. 34 % in 2030. Absolut wird aber – bedingt durch Effizienzsteigerungen bei den Antriebstechniken – deutlich weniger Mineralöl eingesetzt.

Der Endenergieverbrauch sinkt im Referenz-Szenario um knapp 17 % im Vergleich zu 2010 auf 7.872 PJ im Jahr 2030. Der Bedarf an Endenergie im Verkehrssektor fällt jedoch nur um ca. 5 % auf 2.734 PJ in 2030. Die Einsparungen im MIV werden durch den steigenden Verbrauch im Straßengüterverkehr teilweise kompensiert. Die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte dagegen können ihren Endenergiebedarf – trotz steigender Nachfrage nach Energiedienstleistungen im Haushalts- und Industriesektor – um über 25 % im Vergleich zu 2010 senken. Der Anteil des Verkehrsbereichs am Endenergiebedarf steigt auf gut 34 % im Jahr 2030 an.

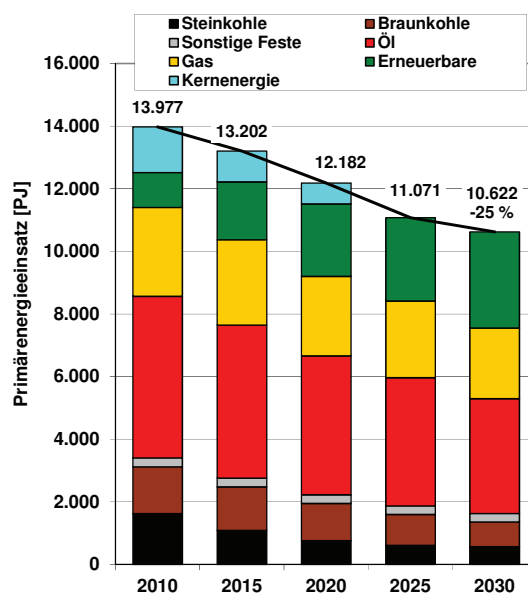


Abbildung 130: Primärenergiebilanz im Referenz-Szenario

Eine nach Energieträger aufgeschlüsselte Darstellung des Endenergiebedarfs im Personen- und Güterverkehrssektor zeigt Abbildung 131. Im Personen und Güterverkehr wird im Jahr 2030 ein Verbrauch von ca. 12,0 Mio. t. Ottokraftstoffen und 27,8 Mio. t Dieselkraftstoffen pro Jahr errechnet. Der Verbrauch an fossil erzeugten Benzinprodukten geht durch deutliche Minderung der spezifischen Verbräuche im Bestand, Einsatz von Biokraftstoffen als auch die Markteinführung von xEV im Szenario-Zeitraum signifikant um über 50 % auf knapp 450 PJ zurück. Auch der Einsatz an mineralölbasierten Dieselkraftstoffen geht im Zeitraum um ca. 30 % zurück. Der Verbrauch an fossilen und biogenen Dieselkraftstoffen zusammen bleibt jedoch bis 2030 annähernd konstant, da die technisch erzielte Verbrauchsreduktion durch die stark steigende Transportleistung im Güterverkehr kompensiert wird. Der Anteil der Biokraftstoffe steigt auf 16 % in 2030 an.

Der Stromverbrauch des gesamten Verkehrs (inklusive öffentlicher Personennahverkehr mit Straßenbahn, S- und U-Bahn sowie Personenfernverkehr mit der Bahn) erhöht sich von 2010 bis 2030 um 68 % auf 87 PJ (24 TWh) für das Referenz-Szenario. Der Anteil der xEV am verkehrsbedingten Stromverbrauch in 2030 liegt bei 28 % (knapp 7 TWh). Trotz hoher Zuwachsraten bleibt in 2030 der Anteil des Stroms am Energieverbrauch im gesamten Verkehrsbereich mit ca. 4 % gering. Der Bestand von 6 Mio. xEV in 2030 entspricht in Referenz-Szenario einem Bestandsanteil von 12,6 %.

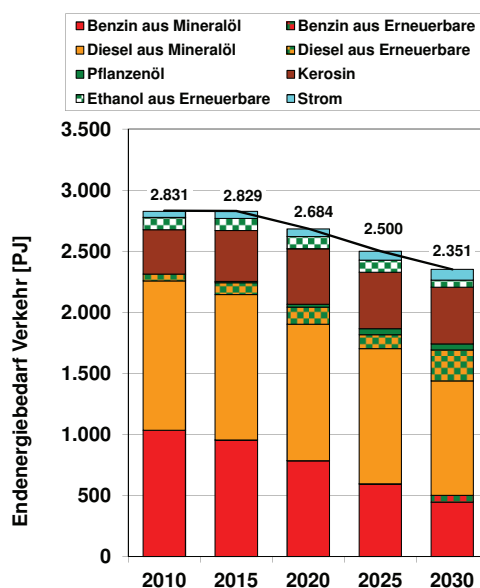


Abbildung 131: Endenergiebedarf des Personen- und Güterverkehrs

Die installierten Leistungen des Kraftwerksparks für das Referenz-Szenario zeigt Abbildung 132 (linke Darstellung). Die Entwicklung wird wesentlich durch die Zielvorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung bezüglich Kernenergieausstieg, Anteil Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und CO₂-Emissionsminderungen bestimmt. Die EE-Stromerzeuger erreichen in 2030 eine installierte Leistung von gut 90 GW. Die bis zum Jahr 2030 installierte Windenergieanlagenkapazität onshore bzw. offshore erreicht 45,4 GW bzw. 18,0 GW. Der Ausbau der Fotovoltaik kann – bedingt durch die im Energiesystemmodell angenommene Kostenstruktur und ohne steuernde Instrumente – nur im geringen Maße zur kostenoptimalen Ausgestaltung der Energieversorgung in den gesetzten Rahmenbedingungen beitragen. Die wegfallende Erzeugungskapazität der Kernenergie wird wesentlich durch den Zubau an Erdgas-Kraftwerken ersetzt. Ebenfalls trägt die flexible Bereitstellung von Backup-Kapazität für die fluktuierende Wind- und Fotovoltaik-Stromerzeugung zu den im Szenario errechneten hohen Zubauraten bei. Wird die technische Option der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken und dessen Speicherung²⁴ im Modell nicht zugelassen, erhöht sich die installierte Leistung der Erdgas-Kraftwerke um knapp 5 % und die der Braunkohle-Kraftwerke ohne CCS um ca. 30 %. Insgesamt bleibt die Kohleverstromung jedoch auf niedrigem Niveau. Bedingt durch das CO₂-Reduktionsziel für die gesamte Energieversorgung in Deutschland müssen die Mehremissionen der Erdgas- und Braunkohle-Stromerzeugung durch andere Maßnahmen im Umwandlungs- und Endenergieverbrauchsbereich eingespart werden.

²⁴ Das Verfahren der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (englisch Carbon Capture and Storage, kurz CCS) trennt das CO₂ in einem Vergasungsprozess oder im Rauchgasstrom ab. Weiterhin ist eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff zur Erreichung eines CO₂-reichen Abgases technisch möglich. Das abgeschiedene CO₂ wird z. B. durch Speicherung in geologischen Formationen nicht in die Atmosphäre emittiert. Die technische Machbarkeit wird weltweit in Demonstrationsanlagen getestet. Derzeit bestehen jedoch erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf eine Umsetzung der geologischen Speicherung.

Der Stromverbrauch geht laut Szenario-Vorgaben um ca. 10 % bis zum Jahr 2030 zurück (siehe rechtes Diagramm in Abbildung 132). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Netto-Stromerzeugung baut sich im Referenz-Szenario auf 52 % aus. Wie bereits erwähnt ist die Stromnachfrage der xEV im Jahr 2030 mit knapp 7 TWh von geringer Bedeutung.

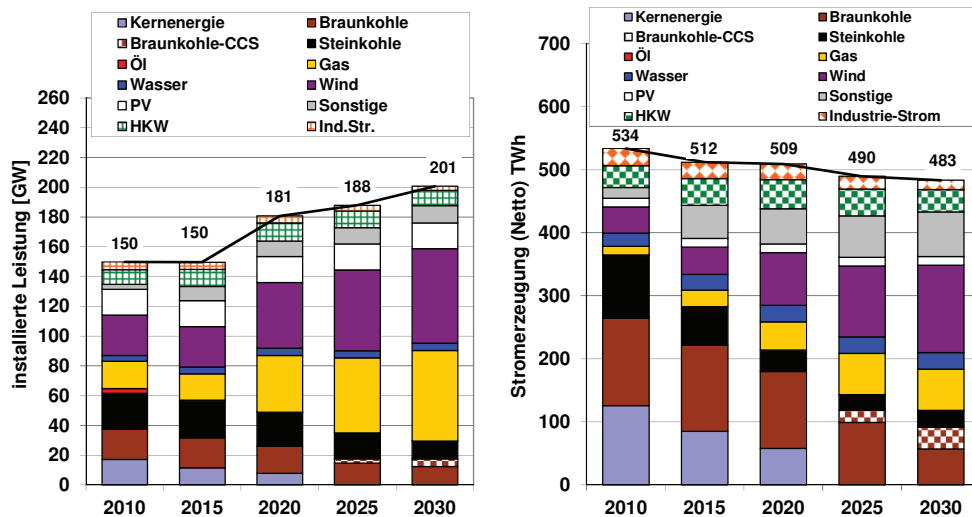


Abbildung 132: Installierte Kraftwerksleistung und Stromerzeugung

Die Auslastung der fossilen Kraftwerke, insbesondere Erdgas, sinkt bis zum Jahr 2030 deutlich. Die Auslastung der öffentlichen Kraftwerke (inklusive erneuerbare Erzeugung) sinkt von ca. 48 % im Jahr 2010 auf ca. 26 % in 2030. Die Auslastung der Kraftwerke unterscheidet sich hierbei stark. Die geringste Auslastung der thermischen Kraftwerke im Jahr 2030 weisen Erdgas-befeuerte Kraftwerke mit unter 20 % auf.

Abbildung 133 zeigt den errechneten Trend der energiebedingten CO₂-Emissionen im Referenzszenario. Die festgelegte CO₂-Minderung der Energieversorgung im Referenz-Szenario mit einer Reduktion von 55 % bis 2030 wird maßgeblich durch den Umwandlungsbereiche (Reduktion 2010 bis 2030: 68 %) getragen.

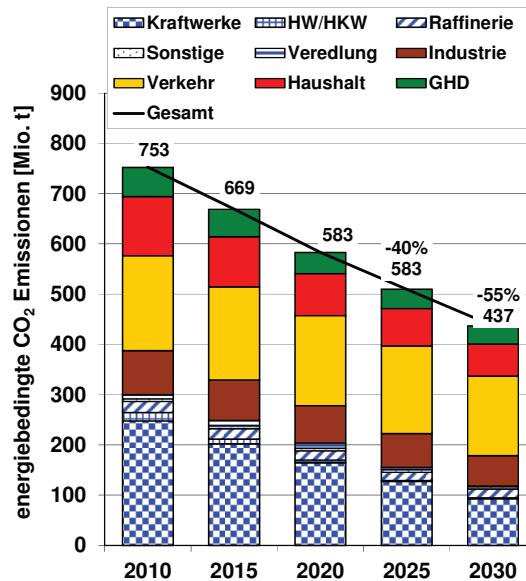


Abbildung 133: Energiebedingte CO₂ Emissionen in Deutschland

Der Verkehrsbereich reduziert im Referenzszenario – trotz Einsatz von Biokraftstoffen und xEV – die CO₂-Emissionen nur um 16 % zwischen 2010 und 2030. Der Verkehrsbereich wird im Referenz-Szenario mit einem Anteil von ca. 36 % in 2030 zum größten CO₂-Emittenten. Die Stromerzeugung im Referenz-Szenario reduziert – mit Ausstieg aus der Kernenergie und deutlichem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung – ihre Emissionen um über 60 %. Der Emissionsfaktor des Stromerzeugungsmixes sinkt auf 323 g/kWh im Jahr 2020 und 192 g/kWh im Jahr 2030.

7.5 Szenario-Varianten

Um die Auswirkungen des Einsatzes von xEV, geänderter Ladestrategien sowie geänderte Rahmenbedingungen auf das Energieversorgungssystem zu zeigen, werden basierend auf dem vorgestellten Referenz-Szenario Varianten definiert und gerechnet. Ein Vergleich der Szenarien-Ergebnisse gibt Hinweise, welche Änderungen in der Energieversorgung durch die variierten Maßnahmen zu erwarten sind. In diesem Kapitel werden die Änderungen zum Referenz-Szenario beschrieben und die wesentlichen Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem aufgezeigt.

Szenario-Variante A*Veränderung zum Referenz-Szenario:*

- keine xEV als technische Option zugelassen

Wesentliche Ergebnisse

Die Variante A ermöglicht den Vergleich der Entwicklung im Energieversorgungssystem mit und ohne den Einsatz von xEV. Eine Zusammenfassung wichtiger Ergebnisse des Szenario-Vergleiches für das Jahr 2030 zeigt Tabelle 61.

Jahr 2030	Primär- energie [PJ]	Endenergie Verkehr [PJ]	Strombe- darf xEV [TWh]	CO ₂ -Emissio- nen Verkehr [Mio. t / a]	CO ₂ -Emissionen Kraftwerk [Mio. t / a]
Vergleich Referenz- Szenario versus Variante A	-37	-32	+6,7	-9	+0,7 bis +3,7

Tabelle 61: Ergebnisse des Szenario-Vergleichs Variante A für das Jahr 2030

Der Vergleich des Referenzszenarios mit Variante A ohne den Einsatz von xEV zeigt Primärenergieeinsparungen im Gesamtsystem von 37 PJ. Diese Einsparung ist untergeordnet und liegt unter 1 % bezogen auf den gesamten Primärenergieeinsatz in Deutschland. In Saldo wird durch den Einsatz von xEV eine Endenergie-Einsparung von 76 PJ bis 2030 erreicht. Die Reduktion erfolgt im Wesentlichen über Einsparungen von Benzinprodukten. Der Rückgang des Benzinverbrauchs im Jahr 2030 beträgt ca. 1 Mio. t pro Jahr entsprechend einem Anteil von 8 % am verbleibenden Benzinverbrauch im Personenverkehr.

Weiterhin ergibt der Szenario-Vergleich eine Erhöhung des Stromverbrauchs durch den Einsatz von xEV um knapp 7 TWh entsprechend einem Anteil von unter 2 % am gesamten Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2030. Die Veränderungen bei den installierten Stromerzeugungskapazitäten sind marginal und damit vernachlässigbar. Der Strombedarf des unterstellten xEV-Bestandes wird durch eine Mehrauslastung bestehender Kapazitäten gedeckt.

Im Verkehrsbereich kommt es zu einer Einsparung von ca. 9 Mio. t CO₂ pro Jahr. Den Einsparungen im Verkehrsbereich stehen Mehrmissionen in der Stromerzeugung zwischen 1 bis 4 Mio. t CO₂ gegenüber. Die Bandbreite ergibt sich aus den Annahmen zum wetterabhängigem Windenergieertrag (vgl. Kapitel 6.1.2). Trotz der Bandbreite der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung können Netto-Einsparungen von ca. 5 bis 8 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 durch den Einsatz von xEV erreicht werden.

Szenario-Variante B

Veränderung zum Referenz-Szenario:

- Ladestrategie 2: gesteuertes Ladung zu Hause nach Netzlast

Wesentliche Ergebnisse

Der Einfluss einer geänderten Ladestrategie auf die installierten Leistungen des Kraftwerksparks ist marginal. Die Zusammensetzung der installierten Kraftwerksleistung ändert sich nicht. Die benötigte Ladeenergie zu Schwachlastzeiten wird ebenfalls durch Mehrauslastung der bestehenden Kapazitäten bereitgestellt. An dieser Stelle sei ausdrücklich angemerkt, dass das hohe Aggregationsniveau des verwendeten Energiesystemmodells die zeitliche Varianz der xEV-Ladung nur durch eine Aufteilung in Tages- und Nachtzeit im Sommer-, Übergangs- und Winterzeit abbilden kann. Die resultierende Ladeleistung des xEV-Bestandes wird entsprechend Kapitel 6.1.2 auf diese Zeitscheiben aufgeteilt. Eine detaillierte tageszeitliche Analyse der Stromerzeugung, Nachfragen und Ladeleistungsverläufe erfolgt in Kapitel 1.

Szenario-Variante C

Veränderung zum Referenz-Szenario:

- ausschließlich BEV zugelassen: 1 Mio. BEV in 2020 und 6 Mio. BEV in 2030

Ergebnisse

Um das Potenzial der Elektromobilität bezüglich Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem zu verdeutlichen wird ein ausschließlich aus BEV bestehender xEV-Bestand angenommen. Tabelle 62 zeigt die Zusammenstellung der Ergebnisse für das Jahr 2030.

Jahr 2030	Primär- energie [PJ]	Endenergie Verkehr [PJ]	Strombe- darf BEV [TWh]	CO ₂ -Emissio- nen Verkehr [Mio. t / a]	CO ₂ -Emissionen Kraftwerk [Mio. t / a]
Vergleich Referenz- Szenario versus Variante C	-49	-54	+10,1	-12	+1,0 bis +5,1

Tabelle 62: Ergebnisse des Szenario-Vergleichs Variante C für das Jahr 2030

Die Einsparung an Ottokraftstoffen im PKW-Bereich beläuft sich auf knapp 2 Mio. t bei einem Gesamtverbrauch an Ottokraftstoffen von ca. 12 Mio. t. im Referenz-Szenario 2030 im Vergleich zur Variante C. Die Einsparungen fallen – bedingt durch den ausschließlichen Einsatz von BEV – höher aus als im Referenzszenario mit einem unterstellten Mix an BEV, PHEV und REEV (vgl. Tabelle 59). Der Stromverbrauch in der Variante C erhöht sich auf 10,1 TWh in 2030. Der Strombedarf für BEV macht im Jahr 2030 34 % des Gesamtstrombedarfs des Verkehrssektors (u. a. Strom für öffentlichen Personennahverkehr, Bahn) aus. Die installierte Stromerzeugungskapazität ändert sich in der Variante C ebenfalls nur marginal. Die CO₂-Einsparungen bedingt durch Einsatz von BEV betragen im Jahr 2030 12 Mio. t. Der Netto-Effekt der Einsparungen liegt in einer Bandbreite von ca. 7 bis 11 Mio. t CO₂. Dies entspricht einer Reduktion der CO₂ Emissionen des Verkehrssektors zwischen 4 und 7 %.

Mit Hilfe des Energiesystemmodells kann weiterhin eine Analyse der Kosteneffizienz von Reduktionsstrategien erfolgen. Der Vergleich der bilanzierten Kosten im Modell ermöglicht dabei die Betrachtung der Konkurrenzsituation technischer Maßnahmen in den verschiedenen Sektoren. So konkurrieren z. B. Maßnahmen zur Gebäudedämmung mit dem Einsatz von xEV in kostenoptimalen CO₂-Reduktionsstrategien. Um die Kostenoptimalität von Technikoptionen bewerten zu können, wird nur das CO₂-Reduktionsziel vorgegeben. Weitere Maßnahmen wie z. B. Vorschriften zur Gebäudedämmung oder Quoten an biogenen Kraftstoffen werden nicht vorgegeben. Die Zusammensetzung des Technikportfolios in den Szenarien wird vom Modell nach dem Kriterium der Kostenminimierung des Gesamtsystems getroffen. Weiterhin kann eine Aussage dazu getroffen werden, um wie viel sich die Kosten einer Technik zur CO₂-Einsparung reduzieren müssen, damit diese Bestandteil einer kosteneffizienten CO₂-Minderungsstrategie ist.

In den nachfolgend vorgestellten Szenario-Varianten wird die Kosteneffizienz der CO₂-Minderung durch xEV analysiert. Hierbei wird als Varianz zusätzlich die Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken – als kosteneffiziente Maßnahme im Umwandlungsbereich – angenommen oder ausgeschlossen. Das CO₂-Reduktionsziel von 55 % in 2030 in Bezug zu 1990 wird wie im Referenz-Szenario bei beiden Varianten gesetzt.

Szenario-Variante D1

Veränderung zum Referenz-Szenario:

- Keine Vorgabe von Techniken; Technikauswahl erfolgt rein auf Basis des kostenoptimalen Ansatzes
- xEV als Option verfügbar, keine Vorgabe von Bestandsanteilen BEV, REEV und PHEV
- CCS in Kraftwerken ist als Technikoption verfügbar

Ergebnisse

Das hinterlegte CO₂-Reduktionsziel von 55 % erfordert Maßnahmen in allen Bereich der Energieversorgung. Der Einsatz von xEV im Rahmen von kosteneffizienten Reduktionsstrategien erfordert eine Reduktion der Kosten, welche in Tabelle 63 dargestellt ist.

	PHEV [%]	REEV [%]	BEV [%]
2020	8	10	30
2030	8	9	19

Tabelle 63: Kostenoptimale Reduktionsstrategie mit CCS: Notwendige Kostenreduktion (Basisfall der TCO Kosten) der xEV in den Jahren 2020 und 2030

Die Varianten-Rechnung zeigt, dass unter den getroffenen Kostenannahmen des Basisfalls der TCO-Kosten (vgl. Kapitel 7.1.1.4) weder BEV noch REEV noch PHEV Bestandteil der kostenoptimalen Reduktionsstrategie sind. Die notwendigen Kostenreduktionen beziehen sich hierbei maßgeblich auf die Anschaffungskosten der Fahrzeuge, da diese zu über 60 % die Kosten der spezifischen Transportleistung bestimmen. Der Trend der notwendigen Kostenreduktionen zeigt u. a. das ansteigende Kostenniveau konkurrierender Techniken zur CO₂-Minderung.

Szenario-Variante D2

Veränderung zur Szenario-Variante D1:

- CCS in Kraftwerken ist nicht als Technikoption verfügbar

Ergebnisse

Der Ausschluss von CCS-Kraftwerken als Maßnahme mit niedrigen CO₂-Vermeidungskosten und hohem Reduktionspotenzial verschiebt das Kostenranking möglicher Technikoptionen in der Energieversorgung deutlich. Tabelle 64 zeigt die Auswertung des Kostenrankings von CO₂-Reduktionsmaßnahmen in der Variante D2.

	PHEV [%]	REEV [%]	BEV [%]
2020	6	9	30
2030	Kosteneffizient	4	15

Tabelle 64: Kostenoptimale CO₂-Reduktionsstrategie ohne CCS: Notwendige Kostenreduktion (Basisfall der TCO Kosten) der xEV in den Jahren 2020 und 2030

Bei den im Basisfall unterstellten Kosten erreicht man bei den PHEV eine Kosteneffizienz in 2030. Die notwendigen Kostenreduktionen bei REEV und BEV können durch die hinterlegten optimistischen Annahmen zu den Batteriekosten (siehe Kapitel 7.1.1.6) erreicht werden. Der Ausschluss von CCS-Kraftwerken als Maßnahme führt dazu, dass teurere Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die CO₂-Minderungsvorgabe zu erreichen. Mit Blick auf xEV verbessern sich dadurch die Chancen, dass die Elektromobilität zur Kostenoptimalität von Minderungsstrategien beitragen kann. Die Szenario-Rechnungen der Varianten D1 und D2 zusammen zeigen, dass Kostenreduktionen je nach xEV von 0 % bis 15 % in 2030 notwendig sind, um Bestandteil einer kosteneffizienten Reduktionsstrategie zu sein. Abschließend sei angemerkt, dass eine weitere Verschärfung der CO₂-Reduktionen des Energieversorgungssystems – über das im Referenz-Szenario angenommene Maß hinaus – zu einer weiteren Verschiebung des Kostenrankings zu Gunsten der xEV führen wird.

7.6 Energie- und Emissionsbilanzen

Da sich die Elektrofahrzeuge langfristig aus der Nische herausentwickeln müssen, um bis 2030 einen signifikanten Marktanteil erreicht zu haben, müssen sie konkurrenzfähig mit anderen (auch konventionellen) Neufahrzeugen sein. Dazu sollen im Folgenden Energie- und CO₂-Emissionsbilanzen dargelegt werden. Es werden Fahrzeuge ausgewählt, die aktuell am Markt zur Verfügung stehen, deren Verbrauch im Projekt unter anderem im Kapitel 7.3.1 angenommen wurden: Ein Dieselfahrzeug der Kompaktklasse mit 4,2l/100 km, ein Benzinfahrzeug mit 5,9l/100 km sowie ein BEV mit 143 Wh/km bzw. 14,3 kWh/100 km. In Bezug auf die Energie- und Treibhausgasbilanz muss beachtet werden, dass bei den Benzin- und Dieselfahrzeuge durch E10 (bis zu 10 vol-% Ethanolbeimischung) und B7 (bis zu 7 vol-% Biodieselbeimischung) aktuell bereits biogene Komponenten dem fossilen Kraftstoff beigegeben sind. Die Treibhausgasbilanz der BEV hängt vornehmlich von der Wahl des zugrunde gelegten Strommixes ab. Abbildung 134 zeigt die Energiebilanz nach der Well-to-Wheel-Methode [Joint Research Center, EUCAR & Concawe, 2011], hierbei werden die Vorkette der Kraftstoffbereitstellung („Well-to-Tank“, Quelle bis Tank) sowie die Kraftstoffnutzung („Tank-to-Wheel“, Tank bis Rad) herangezogen. Der Benziner nutzt entweder reinen Ottokraftstoff (OK) oder E10²⁵, das Dieselfahrzeug verbrennt Dieseldieselkraftstoff (DK) oder B7²⁶. Für das Elektrofahrzeug (BEV) wird angenommen, dass die Batterie entweder mit dem Europäischen Strommix (EU-Mix), Strom aus Windenergie (Wind), Strom aus modernen Kohlekraftwerken (Kohle) oder Strom aus Gaskraftwerken (Gas) geladen wird.

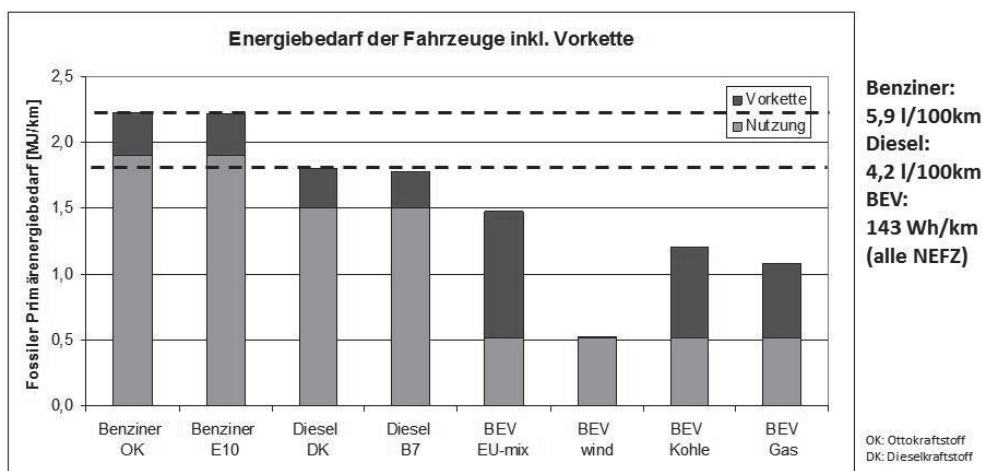


Abbildung 134: "Well-to-Wheel" Energiebedarf von Benzin-, Diesel- und Batterieelektrofahrzeugen im Vergleich²⁷, nach [Joint Research Center, EUCAR & Concawe, 2011] und eigenen Berechnungen

²⁵ Ottokraftstoff mit bis zu 10 vol.-% Bioethanol

²⁶ Dieseldieselkraftstoff mit bis zu 7 vol.-% Biodiesel

²⁷ Fahrzyklus für die Nutzungsphase: NEFZ

Im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen kann das BEV für die ausgewählten Kraftstoffpfade bei der Zugrundelegung des Europäischen Strommixes 18 % gegenüber einem Benzinern, der mit 100 % fossilem Benzin betrieben wird, bzw. 34 % gegenüber einem Dieselfahrzeug einsparen, das mit 100 % fossilem Dieseldieselkraftstoff betrieben wird. Bei der Gegenüberstellung mit Windstrom sind Einsparungen von über 70 % zu erzielen.

Zieht man die Fahrzeuge aus Abbildung 134 heran, um die Triebhausgasbilanz darzustellen, wird deutlich, dass sich der Effekt der biogenen Beimischung zum Otto- und Dieseldieselkraftstoff deutlicher herausstellt (Abbildung 135). Zudem ist deutlich, dass ein BEV, das mit Kohlestrom betrieben wird, nur unwesentliche Treibhausgaseinsparungen gegenüber einem Dieselfahrzeug erbringen kann. Neben dem EU-Mix ist in Abbildung 135 auch der deutsche Strommix als BEV-Stromoption dargestellt. In der Gesamtschau sind in Bezug auf den Well-to-Wheel-Vergleich 8 % bis 100 % Treibhausgaseinsparungen für die ausgewählten Fahrzeug- und Kraftstoff- bzw. Stromquellenkombinationen realisierbar.

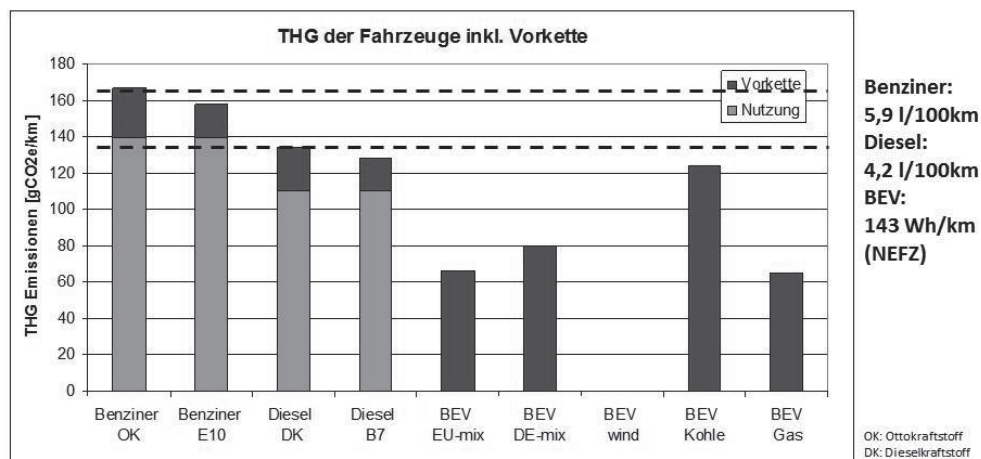


Abbildung 135: Treibhausgasbilanz (THG) von Benzin-, Diesel- und Batterieelektrofahrzeugen im Vergleich²⁸, nach [Joint Research Center, EUCAR & Concawe, 2011] und eigenen Berechnungen

Wagt man einen Ausblick in die Zukunft, werden die konventionellen Fahrzeuge in 2020 wahrscheinlich einen durchschnittlichen CO₂-Emissionswert von 95 g/km (nur Fahrzeugnutzung) aufweisen müssen; die in Abbildung 135 gezeigten Fahrzeuge emittieren in der Nutzungsphase ca. 140 g/km (Benzinfahrzeug) bzw. 109 g/km (Dieselfahrzeug). Es ist also davon auszugehen, dass die konventionellen Fahrzeuge in Zukunft noch einmal deutlich effizienter werden müssen, damit steigt jedoch auch der Druck auf BEVs effizient zu sein, um am Fahrzeugmarkt eine für den Kunden – in Bezug auf die Energie- und Emissionsbilanzen – attraktive Optionen zu sein. In diesem Zusammenhang sei auf die ökonomischen Betrachtungen im Abschnitt 7.1 verwiesen, die eine übergeordnete Rolle spielen.

²⁸ Fahrzyklus für die Nutzungsphase: NEFZ

Um die Wirksamkeit der Elektrofahrzeuge zu bewerten, müssen (wahrscheinliche) Nutzungsmuster berücksichtigt werden. Aus den Betrachtungen innerhalb des Projekts ist anzunehmen, dass die reinen Elektrofahrzeuge geringere Jahresfahrleistungen erzielen werden.

Entsprechend zeigt Abbildung 136, dass die Treibhausgasemissionsreduktionen durch Plug-in Hybride (PHEV) signifikant größer sein können als die von BEV. Es wird angenommen, dass ein Elektrofahrzeug 9.000 km im Jahr fährt, ein PHEV (wie ein Benziner) jedoch 12.500 km.

Entsprechend der normierten Darstellung kann ein BEV selbst bei ausschließlicher Windstromnutzung durch die geringere Fahrleistung nur ca. 72 % der jährlichen THG-Menge einsparen, die ein Benziner bei E10-Nutzung innerhalb eines Jahres bei 12.500 km/a Fahrleistung ausstößt. Dieses THG-Reduktionspotenzial wird von Plug-in Hybriden (PHEV) und Range Extender Elektrofahrzeugen (REEV) mit den im Projekt angenommenen durchschnittlichen elektrischen Fahranteilen von 54 % (PHEV) bzw. 68 % (REEV) bei Windstromnutzung bereits übertroffen.

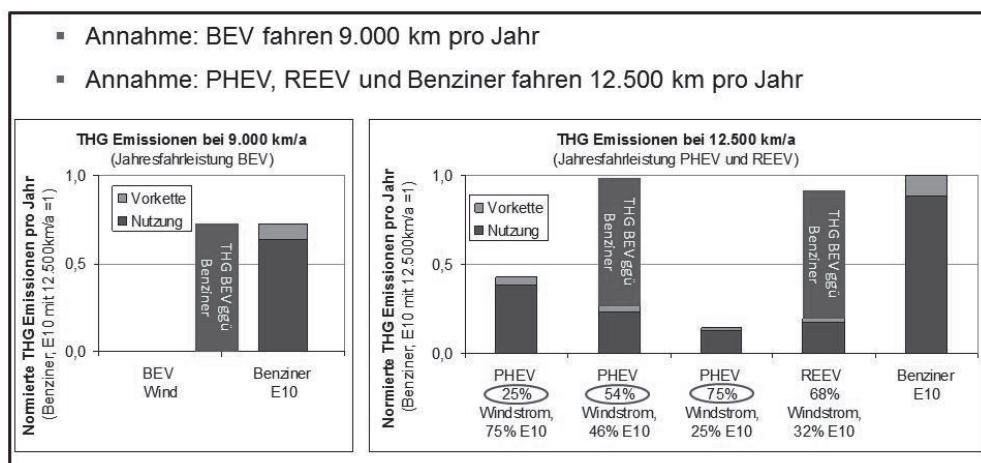


Abbildung 136: Treibhausgas-(THG)-emissionen und Jahresfahrleistungen

Es bleibt also festzuhalten, dass Elektrofahrzeuge Primärenergie und signifikant Treibhausgasemissionen einsparen können. Andererseits ist anzunehmen, dass sich Elektrofahrzeuge auch zukünftig gegen immer effizientere konventionelle Fahrzeuge durchsetzen müssen. Die individuellen Kunden- und Kaufentscheidungen sowie die jeweiligen Nutzungsmuster beeinflussen den Markterfolg und Treibhausgasreduktionspotenzial von Elektrofahrzeugen.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Das Projekt liefert Antworten auf die Frage, ob ein Bestand an Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebskomponenten und der Lademöglichkeit aus dem öffentlichen Netz (xEV) sowohl als Energiespeicher als auch zur energieeffizienten Einbindung von fluktuierenden Stromerzeugern sinnvoll eingesetzt werden kann. Das Konzept der Netzintegration von xEV wird mit Hilfe von Detailmodellen der fossilen und regenerativen Stromerzeugung, des Fahrzeugantriebs inklusive Batterie, der Ladestrategie, des Übertragungsnetzes und typisierter Verteilnetze, mit ökonomischen Modellen zur Kostenanalyse sowie deren Einbettung in kostenoptimale Energieszenarien untersucht. Anspruch des Projektes ist die Zusammenführung der detaillierten Simulationsergebnisse von Einzeltechniken zu einem Gesamtszenario mit einer sektorübergreifenden Bewertung der Netzintegration von xEV.

Ein zentrales Projektergebnis ist, dass der Betrieb von unterstellten 1 Mio. Elektrofahrzeugen in 2020 und 6 Mio. in 2030 – entsprechend den Zielen der Bundesregierung – technisch ohne größere strukturelle Anpassungen der Übertragungsnetze und Stromerzeugung möglich ist. Dennoch ist die Aufnahmefähigkeit für überschüssige Windenergie durch xEVs begrenzt, da der Transport der Windenergie zu den Speicherkapazitäten in den Fahrzeugen in den meisten Fällen an den Übertragungskapazitäten des Netzes scheitert. Besondere Bedeutung für das Konzept der Netzintegration von xEV hat das Ladeverhalten. Die Untersuchung verschiedener Ladestrategien – abgeleitet aus dem derzeitigen privaten Nutzerverhalten – hat gezeigt, dass nächtliches Laden zu Schwachlastzeiten deutliche Vorteile in Bezug auf Batterielebensdauer, Netzauslastung, Ausnutzung der Windenergie und Nutzung von Windstromüberschüssen hat. Die untersuchte Netzzurückspeisung hat in der Zukunft das Potenzial kurzfristige Lastspitzen zu senken. Dem stehen die unklare Erlössituation für die Fahrzeugbesitzer und die erkennbaren Einbußen bei der Batterielebensdauer heutiger Lithium-Ionen-Technik entgegen. Die Untersuchung von Energieszenarien hat gezeigt, dass Elektrofahrzeuge Bestandteil einer kosteneffizienten CO₂-Minderungsstrategie sein können.

Fahrzeugnutzung und -auslegung

Ausgehend von Nutzeranalysen (MiD-Studie und Einzelanalyse mit TU-veLOG-Daten) sowie spezifischen Eigenschaften von BEV, REEV, PHEV, Batterie- und Ladetechnik wurde mit dem Fahrzeug-Energiemodell der Energiebedarf unterschiedlicher xEV-Konzepte berechnet und die Dimensionierung des Energiespeichers diskutiert. Als Ergebnis der Gegenüberstellung von Batteriekosten und Kundenwunsch bzw. tatsächlichem Bedarf wurden elektrische Reichweiten von 120 km für das BEV, 50 km für das REEV und 30 km für das PHEV festgelegt. Es zeigt sich, dass im Fall der MiD-Daten 75 % der Tagesstrecken mit dem REEV und 92 % der Tagesstrecken mit dem BEV rein elektrisch zurückgelegt werden können, wenn man nächtliches Nachladen unterstellt. Im Fall der Berliner Stichprobe (viele Kurzstrecken im Stadtverkehr) steigt der Anteil der rein elektrisch absolvierbaren Strecken auf 88 % beim REEV und 96 % beim BEV. Zusätzliches untertägliches Laden hat nur eine geringe Erhöhung dieser Anteile zur Folge, die hohen Investitionen in die Infrastruktur gegenüber stehen. Die Untersuchungen zeigen, dass REEV trotz der geringeren zu Grunde gelegten elektrischen Reichweite einen Großteil der mit dem BEV möglichen gefahrenen Tageskilometer und -strecken absolvieren können. Sie haben den Vorteil, mit Unterstützung der Verbrennungskraftmaschine auch längere Strecken zurücklegen zu können.

Die Auslegung der xEV-Konzepte und deren längsdynamische Simulation lassen erkennen, dass im Vergleich zur individuellen Fahrweise die Nebenaggregate (vor allem Heizung) im BEV einen mehr als dreifach höheren Einfluss auf den Gesamtverbrauch haben. Sie müssen mit der Energie aus der Batterie versorgt werden und stehen damit in Konkurrenz zur Reichweite. Eine jederzeit (auch am Ende der Batterielebensdauer im Winterbetrieb) gesicherte Reichweite würde demnach eine signifikante Überdimensionierung der Batterie erfordern: die anfänglich 15 kWh große Batterie (BEV, 120 km Reichweite, 2010) müsste dann auf einen Energieinhalt von 40 kWh ausgelegt werden, was wirtschaftlich aktuell nicht darstellbar ist.

Ladestrategien und Stromerzeugungsszenarien

Auf Basis der im Projekt entwickelten Energieszenarien – nach den Vorgaben des Energiekonzeptes der Bundesregierung vom Juni 2011 – wird dargelegt, dass eine gleichmäßige Verteilung der Ladezeiten auf die Schwachlaststunden 0 bis 6 Uhr einen deutlich positiven Einfluss auf das Stromerzeugungssystem und die Windstromnutzung haben kann. So kann im Szenariojahr 2030 bei gleichmäßig auf die Nachtstunden verteiltem Laden – ohne Berücksichtigung von Netzengpässen (siehe jedoch Punkt „Übertragungsnetze“ unten) – 44 % bis 57 % des Ladebedarfs aus dem sonst nicht nutzbaren Windstromüberschuss gedeckt werden. Eine Erweiterung der Ladestrategie um eine Windangebotssteuerung lässt die Windstromdeckung des Ladebedarfs nur unwesentlich auf 51 % bis 60 % steigen. (Die Spannweite des nutzbaren Anteils ergibt sich dadurch, dass zum einen ein Jahr mit wenig, zum anderen mit viel Wind angenommen wird.) Tagsüber ist der Windüberschuss geringer, da die Netzlast auch ohne xEV schon höher ist.

Übertragungsnetze

Die Berücksichtigung der Transportkapazitäten der Übertragungsnetze zeigt, dass ein gesteuertes Beladen der xEV-Flotte maximal 8 % der überschüssigen Windenergie zusätzlich integrieren kann. Damit stellen Elektrofahrzeuge allenfalls einen kleinen Teil der Gesamtlösung für eine erhöhte Integration erneuerbarer Energien dar. Durch einen verstärkten Netzausbau lässt sich die Windenergieintegration der xEV-Flotte auf bis zu 24 % steigern. Bei allen getesteten Szenarien ist die Annahme der konventionellen Mindesterzeugung zwischen 20 GW und 30 GW ein Hauptgrund für die Entstehung der Windenergieüberschüsse. Gelänge es diese zu reduzieren, würde einerseits die Windenergieintegration deutlich verbessert, allerdings würden aufgrund der geringeren Windenergieüberschüsse Elektrofahrzeuge nur noch rund 2 % der verbleibenden überschüssigen Windenergie zusätzlich integrieren können.

Verteilnetze

Die Auswertung von Asymmetrie, Oberschwingungen, Knotenspannungen und Leitungsauslastung identifiziert die letzten beiden Größen als limitierende Grenzwerte für die Integration von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz. Bei kumulierter Ladung aller xEV an einem Knoten zur Spitzenlastzeit sind selbst bei einphasigem Laden nur Durchdringungen von maximal 2 % möglich, bevor es zu Grenzwertverletzungen kommt. Eine Verschiebung der Ladung in die Nacht führt zur signifikanten Verbesserung der maximalen xEV-Durchdringung. Selbst bei konzentrierter Ladung aller xEV an einem Knoten sind xEV-Durchdringungen von

12 % und sogar bis 50 % bei Gleichverteilung möglich. Alternativ sind höhere Ladeleistungen denkbar. Geht man von einer maximalen xEV-Durchdringung von 3 % im Jahr 2020 und 18 % im Jahr 2030 im Verteilnetz aus, zeigt sich, dass schon durch eine relativ einfache Steuerung der Ladung der xEV unter Berücksichtigung der Fahrzeugnutzung die Netzeintegration deutlich vereinfacht werden kann.

Batteriekonzept und -alterung

Die Untersuchung des Alterungsverhaltens von Hochvolttraktionsbatterien unter verschiedenen Nutzungsbedingungen wie unterschiedlichen Fahrzyklen, Lade- und Rückspeisezeiten geben Hinweise auf die Beeinträchtigung der Lebensdauer der Batterie unter verschiedenen Einsatzbedingungen. Günstig für die Batterielebensdauer ist eine zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs in Richtung nächster Fahrtantritt und resultierende geringen Standzeiten bei hohem Ladezustand in Abhängigkeit von der Temperatur. Ebenfalls führt ein bedarfsorientiertes Laden – Nachladen erst bei niedrigen Ladezuständen entsprechend dem Tankverhalten bei heutigen Verbrennungsmotorfahrzeugen – zu einer längeren Lebensdauer der Fahrzeugbatterie. Dies ist jedoch ggf. mit Einbußen bei der verfügbaren Reichweite und damit der vollen Funktionalität verbunden. Bei der im Projekt unterstellten Netzdienstleistung (Rückspeisung ins Netz zu Spitzenlastzeiten und Wiederaufladung im Schwachlastzeitraum) und der angenommenen Batterieauslegung verkürzt sich die Lebensdauer der Batterie bedingt durch einen deutlich erhöhten Energiedurchsatz um mehr als 20 %.

Ökonomische Rahmenbedingungen

Die TCO-Kostenanalyse für private Nutzer legt dar, dass bei der unterstellten Batteriekostenentwicklung in den Fahrzeugsegmenten Kleinwagen, Kleinwagen und Kompaktklasse die xEV-Varianten bis 2020 zum konventionellen Referenzfahrzeug kaum finanziell konkurrenzfähig werden können. Zunächst werden höhere Anschaffungskosten von EV nicht durch geringere Betriebskosten kompensiert und es besteht kein finanzieller Vorteil. Aus den Untersuchungen folgt auch, dass EV aus Kostengründen im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten unter möglichst maximaler Nutzung der durch die gewählte Batteriegröße vorgegebenen Reichweite betrieben werden sollten. Die bisher implementierten Anreizsysteme für private Nutzer von xEV kompensieren die Mehrkosten nicht, sodass das Erreichen der Ziele der Bundesregierung, welche eine notwendige Markteinführung spätestens ab 2014 bedingt, ohne maßgebliche Änderungen dieser Gegebenheiten insgesamt gefährdet ist. Langfristig können xEV durch Kostendegressionen – besonders bei der Batterie – Vorteile gegenüber Referenzfahrzeugen erlangen. Für die Senkung der Herstellkosten der Batterien ist aber das Erreichen einer großen Produktionsstückzahl erforderlich. Neben den Kosten der Batterie ist der Einfluss der jährlichen Fahrleistung und damit der Fahrzeugauslastung signifikant für die Ergebnisse.

Energie- und Emissionsbilanzen (Well to Wheel)

Die WtW-Analyse von xEV impliziert, dass xEV im Vergleich zu Referenzfahrzeugen Primärenergie und signifikant Treibhausgas-Emissionen einsparen und den Verbrauch von Mineralölprodukten reduzieren können. Die Emissionseinsparungen bei PHEV und REEV hängen vom zugrundeliegenden Strommix, also vornehmlich vom Anteil der erneuerbaren Energien

an der Stromerzeugung und vom elektrischen Fahranteil ab. Im Markt müssen sich xEV durch die gesetzlichen Anforderungen zur CO₂-Emission von Neuwagen gegen immer effizientere konventionelle Fahrzeuge durchsetzen.

Integration in das Energiesystem

Die Zusammenfassung der Detailergebnisse zu einem kostenoptimalen Energieversorgungsszenario bis 2030 unter Berücksichtigung des Energiekonzeptes der Bundesregierung einschließlich Kernenergieausstieg weist darauf hin, dass die Auswirkungen des angenommenen xEV-Bestands auf das gesamte Energieversorgungssystem in Deutschland nicht signifikant sind. Bei der gewählten Stromerzeugung erfolgt kein Zubau an Kraftwerksleistung für die xEV-Nutzung, sondern eine Mehrauslastung bestehender Kapazitäten. Durch den Einsatz von xEV sinkt der Primärenergieverbrauch geringfügig, jedoch reduziert sich der Einsatz von Mineralölprodukten um knapp 5 % bezogen auf den Gesamtverkehr in 2030. Der Beitrag der xEV zur Gesamtreduktionsstrategie liegt zwischen 5 und 11 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2030 in Abhängigkeit von Ladeszenarien und wetterabhängigem Windenergieertrag.

Ausblick auf Forschungs- und Entwicklungsaufgaben

Die Analyse des Konzeptes der Netzintegration von xEV aus vielen Blickwinkeln zeigt, dass in einigen Bereichen noch wesentliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu leisten sind, bevor Elektromobilität und Netzintegration technisch, wirtschaftlich und regulatorisch dargestellt werden können. Ergänzend zu den identifizierten Forschungsthemen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität der Bundesregierung [Die Bundesregierung, 2009] und der Fortschrittsberichte der Nationalen Plattform Elektromobilität ([NPE, 2010], [NPE, 2011] und [NPE, 2012]) wurde im Projekt NET-ELAN eine Recherche zu notwendigen Fortschritten in den Bereichen Fahrzeug, Netze, Akkumulator, Fahrzeugnutzung sowie wirtschaftlichen / administrativen Voraussetzungen durchgeführt. Die identifizierten Forschungs- und Entwicklungsthemen sind in Tabelle 65 aufgelistet. Die Einteilung der Themenbereiche ermöglicht eine Bündelung in geforderte Fachkompetenzen. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und gibt den Kenntnisstand des Projektes zum Januar 2012 wieder. Einige F&E-Themen sind bereits initiiert und als Forschungsvorhaben umgesetzt worden.

Themenfeld	Forschungs- und Entwicklungsbedarf
Batterietechnik	<ul style="list-style-type: none"> • Kostenreduktion / Performance-Verbesserung durch Material- / Zellenentwicklung / neue Batteriekonzepte • Lebensdauer – Modellierung und Analytik; Batteriealterung unter verschiedenen Einsatzbedingungen
Ladeanschluss und -steuerung	<ul style="list-style-type: none"> • Bidirektionale On-Board- / Off-Board-Ladetechnik • Technik / Wirtschaftlichkeit des Ladeanschlusses in Ballungsgebieten • Geschäftsmodelle Ladeinfrastruktur inklusive Rückspeisung • xEV in 4-Quadranten-Betrieb und konkurrierende Techniken
Netze	<ul style="list-style-type: none"> • Netzinfrastruktur und Schutztechnik bei Rückspeisung • Netzbelastung in ländlichen Gebieten • Autarke Netzstützung durch intelligente Laderegler • Adäquate Informations- und Kommunikationssysteme im Verteilnetz • Kombination Smart-x-Technik • Netzbetriebsführungen mit steuerbaren Betriebsmitteln u. a. xEV
Information und Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> • Kommunikation mit dem Nutzer, xEV mit Ladepunkt sowie Netzbetreiber mit Ladepunkt • Bilanzierung / Abrechnung Lade- und Rückspeisestrom • Prognose und Disposition von Ladevorgängen • Garantie des Datenschutzes der Nutzerinformationen
Markteinführung und Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten / Nutzenabschätzung geschäftlich / privat • Markteinführungsmodelle für xEV und Early Adopter • Veränderte Mobilitätskonzepte und -ansprüche • Business-Case-Analysen zur Netzintegration von xEV
Nutzerverhalten, Anreizsysteme	<ul style="list-style-type: none"> • Prognose der zeitlichen und örtlichen Verfügbarkeit der Fahrzeuge • Anpassung des Nutzerverhaltens • Neue Konzepte für Anreizsysteme (auch nicht-monetäre) und Akteursstrukturen
Strom- und Regelenergiemarkt, sonstige Regularien	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung Regularien Hausanschluss • Anpassung der Zugangsvoraussetzungen für V2G an der Regelenergiebörse • Qualifikation von Niederspannungsnetzen und Elektrofahrzeugen für die Erbringung von Netzdienstleistungen • Erhöhung der Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie • Dezentrale / zentrale Regelkonzepte für Netzdienstleistungen / Ladesteuerung
Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> • Ökobilanzierung Netzintegration xEV • Entwicklungen Strom / Verkehrssektor / Bedarf Elektromobilität • Treiber für xEV und Netzintegration

Tabelle 65: Forschungs- und Entwicklungsaufgaben mit Fokus auf Netzintegration von xEV

9 Verzeichnis der Abkürzungen und Begriffe

Der Begriff „Elektromobilität“ meint zunächst die Bereitstellung von Verkehrsmitteln mit elektrischem Antrieb. Hierzu gehören vor allem auch die bereits etablierten Verkehrsmittel „Eisenbahn“ (inklusive der S- und U-Bahnen) und Elektro-Fahrräder. In Politik und Medien wird dieser Begriff jedoch meist eingeschränkt auf die im motorisierten Individualverkehr eingesetzten PKW verwendet.

In diesem Bericht ist – entsprechend dem verbreiteten Sprachgebrauch – in den meisten Fällen ebenfalls nur der Bereich der PKW im Individualverkehr gemeint. Diese Fahrzeuge werden in diesem Bericht als xEV bezeichnet. Lediglich im Energiesystemmodell wird der Stromverbrauch *aller* Verkehrsmittel berücksichtigt, die Antriebsstrom aus dem öffentlichen oder Bundesbahn-Stromnetz beziehen.

Abkürzung	Begriff	Erläuterung
ASM		Asynchronmaschine
BEV	Battery Electric Vehicle (→EV)	Batteriefahrzeug: Die zum Fahren benötigte Energie wird ausschließlich einer aus dem Netz aufladbaren Batterie entnommen
BIP	Bruttoinlandsprodukt	
BWS	Bruttowertschöpfung	
CCS	Carbon Capture and Storage	Abscheidung von CO ₂ aus dem Abgas von Kraftwerken und Langzeit-Speicherung des abgeschiedenen CO ₂
CDM	Charge Depleting Mode	die Batterie wird durch elektrisches Fahren entladen, bis ein festgelegter SOC erreicht wird
CSM	Charge Sustaining Mode	SOC-neutraler Betrieb, in dem der Ladezustand um den festgelegten Grenzwert schwankt
dena	Deutsche Energie-Agentur	
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	
EV	Electric Vehicle	Elektrofahrzeug, in dieser Studie PKW mit elektrischem Antrieb
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	
I.P.	In Phasenlage	
I.E.P.	in Entgegengesetzter Phasenlage	
KFZ	Kraftfahrzeug	maschinell angetriebenes, nicht an Schienen gebundenes Landfahrzeug
	Ladelast	zusätzliche Netzlast, die durch das Laden oder die →Netzurückspeisung der →EV verursacht wird
MC	Mobilitätskosten	TCO bezogen auf gefahrene Strecke (€ pro km)
MERGE	Mobile Energy Resources in Grids of Electricity	Forschungsprojekt gefördert von der Europäischen Union http://www.ev-merge.eu/
MiD 2002	statistische Erhebung „Mobilität in Deutschland 2002“	
MiD 2008	statistische Erhebung „Mobilität in Deutschland 2008“	
MIV	motorisierter Individualverkehr	

Abkürzung	Begriff	Erläuterung
	Netzurückspeisung	über das bidirektionale Ladegerät wird elektrische Leistung aus der Traktionsbatterie des →EV entnommen und in das Niederspannungsnetz eingespeist
NFZ	Nutzfahrzeug	
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle (→EV)	Hybridfahrzeug, das auch bei rein elektrischem Antrieb die volle Fahrleistung hat und dessen Traktionsbatterie nicht nur durch Rekuperation und vom Verbrennungsmotor, sondern auch aus dem Netz aufgeladen werden kann
Pkm	Personenkilometer	
PKW	Personenkraftwagen	
PSM	permanenterregte Synchronmaschine	
p.u.	per unit	relative (auf Nenngroße bezogene) elektrische Größe
REEV	Range Extender Electric Vehicle (→EV)	Batteriefahrzeug mit Reichweitenverlängerung durch einen Verbrennungsmotor, der die Traktionsbatterie wieder aufladen kann
SOC	State Of Charge	Ladezustand der Batterie zwischen 100 % (voll) und 0 % (leer)
SOH	State Of Health	Abnutzungszustand der Batterie zwischen 100 % (Neuzustand) und 0 % (Ende der Nutzbarkeit, erreicht z. B. wenn die nutzbare Kapazität unter einen Grenzwert abgesunken ist oder der Innenwiderstand einen Grenzwert übersteigt)
TCO	Total Costs of Ownership	Kosten von Kapitalgütern über den kompletten Lebenszeitraum
THD	Total Harmonic Distortion	Gesamte harmonische Verzerrung: Verhältnis der summierten Leistungen aller Oberschwingungen zur Leistung der Grundschwingung
tkm	Tonnenkilometer	
	Traktionsbatterie	Batterie, die die Energie für den Fahrtrieb liefert (im Gegensatz z. B. zur Starterbatterie bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor)
V2G	Vehicle-to-Grid	Netzdienstleistungen von Elektrofahrzeugen
VKM	Verbrennungskraftmaschine, Verbrennungsmotor (engl.: internal combustion engine ICE)	
VUF	Voltage Unbalance Factor	Spannungsasymmetrie
xEV	Electric Vehicle	Elektrofahrzeug, →EV. Die Abkürzung xEV soll verdeutlichen, dass damit ein beliebiger Typ von EV gemeint sind, also →BEV, →PHEV oder →REEV.

10 Danksagungen

Zu diesem Projekt haben neben den Autoren weitere Personen wertvolle Beiträge geliefert, denen wir hiermit danken möchten. Insbesondere sind hier zu nennen:

Herrn Clemens Fischer (Vattenfall Europe Innovation GmbH), der in der Anfangsphase des Projekts wertvolle Hinweise auf die Praxis gegeben hat, aber wegen seiner Erkrankung und seines frühen Todes nicht mehr an der Erstellung dieses Berichts mitwirken konnte;

Für die Mitwirkung an der Erstellung der Verbrauchsmodelle und Auswertung der Fahrprofile Herrn Jan Grüner, Herrn Stephan Raming, Herrn Benjamin Rippel, Herrn Alexander Schnittert und Herrn Fabian Schüppel (TU Berlin, ILS-KFZ);

Für die Mitwirkung an der Erstellung und Einordnung der Verbrauchsmodelle Herrn Arnulf Sponheimer und Herrn Mathias Zilly (Ford Forschungszentrum Aachen GmbH);

Herrn Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen für wesentliche Beiträge zur Beantragung des Projektes, zur Modellierung der Batteriealterung und zur "Batterie Roadmap 2020+"
(Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), heute: TU München, Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik);

Für die Vorbereitung und Durchführung der Rechnungen mit dem Energiesystemmodell Herrn Dag Martinsen (Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-STE);

Weiter danken die Projektpartner den Probandinnen und Probanden, die ihre Fahrzeuge zur Aufnahme von Messdaten zur Verfügung stellten.

11 Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission (2011a) „Hochrechnungswerte Windenergieeinspeisung“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://www.50hertz-transmission.net/de/153.htm>.
- 50Hertz Transmission (2011b) „Netzausbau 50hertz“. Abgerufen am 15.03.2011 von <http://www.50hertz.com/de/netzausbau.htm>.
- 50Hertz Transmission (2011c) „Thüringer Strombrücke“. Abgerufen am 16.03.2012 von <http://www.50hertz.com/de/1602.htm>.
- 50Hertz Transmission (2011d) „Vertikale Netzlast“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://www.50hertz-transmission.net/de/149.htm>.
- AC Propulsion, Inc. (2008) „AC Propulsion Provides Power for 500 New Electric Vehicles“. *LA 2008: Confirmed - AC Propulsion provided the electric drive systems for the MINI E*. Abgerufen von <http://green.autoblog.com/2008/11/19/la-2008-confirmed-ac-propulsion-provided-the-electric-drive-s/>.
- ADAC (2011) „Autodatenbank“. Abgerufen am 28.01.2011 von www.adac.de.
- Agsten, M. (2010) „Einsatz der Elektromobilität zur Laststeuerung - Herausforderungen und Ergebnisse“. *VDE Symposium Informationstechnik in der regulierten und liberalisierten Energiewirtschaft*. Technische Universität Ilmenau. 2010.
- Ahrend, C. (2011) *Verbundprojekt „IKT-basierte Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft“*. (Ergebnisbericht der Technischen Universität Berlin im Teilprojekt: Analyse Nutzerverhalten und Raumplanung regionale Infrastruktur) Berlin: Technische Universität Berlin.
- amprion (2011a) „Leitungsausbau“. Abgerufen am 15.03.2011 von <http://www.amprion.net/netzausbau/allgemeine-aufgaben>.
- amprion (2011b) „Tatsächliche Einspeisung von Windenergie“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>.
- amprion (2011c) „Vertikale Netzlast“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://www.amprion.net/vertikale-netzlast>.
- Anderman, M. (2009) „Value Proposition Analysis for Lithium-Ion Batteries in Automotive Applications“. Gehalten auf der: Long Beach, CA, USA.
- Anderson, D. (2008) *Status and Trends in the HEV/PHEV/EV Battery Industry*. Rocky Mountain Institute.
- André, M. (2004) *Real-world driving cycles for measuring cars pollutant emissions – Part A: The ARTEMIS European driving cycles*. Bron, France: INRETS, Transport and Environment Laboratory. Abgerufen am 26.04.2012 von http://www.inrets.fr/ur/lte/publications/fichesresultats/ficheartemis/road3/method31/Artemis_cycles_report_LTE0411.pdf.
- Andrea, D. (2010) *Battery management systems for large lithium-ion battery packs*. Boston: Artech House. <http://public.eblib.com/EBLPublic/PublicView.do?ptilID=617500>. — ISBN 1608071057
- AREVA Wind GmbH (2010) *M5000. Technische Daten*. Bremerhaven: AREVA Wind GmbH. Abgerufen am 26.09.2011 von http://www.areva-wind.com/fileadmin/infomaterial/AREVAwind_TechnischeDaten.pdf.
- Auto Motor Sport (2005) „VW Golf GT 1.4 TSI“. (24), S. 36.

- Autostromer.de (2011) „Breites Spektrum an intelligenter Ladetechnik“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.autostromer.de/2011/10/18/breites-spektrum-an-intelligenter-ladetechnik/>.
- Axeon (2010) *Our Guide to Batteries*. Axeon, Scotland, UK.
<http://www.axeon.com/getdoc/46d324f7-9b2d-4cc6-a809-25ba1f1c4e34/Our-Guide-To-Batteries.aspx>.
- Batterien-direkt (o. J.) „Stromverbraucher im Auto - was kosten diese?“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.batterien-direkt.de/stromverbraucher.html>.
- BCG (2010) *Batteries for Electric Cars: Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020*. Boston Consulting Group. Abgerufen am 15.01.2010 von <http://www.bcg.com/documents/file36615.pdf>.
- BDEW (2012) „Standardlastprofile“. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Abgerufen am 26.04.2012 von http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile.
- BDEW (2007) „Transmission Code 2007“. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Abgerufen am 14.03.2011 von http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien.
- Becker, J. (2009) „Nissan Leaf – Die Kraft aus der Dose“. *Süddeutsche Zeitung*. 8.10.2009, <http://www.sueddeutsche.de/auto/nissan-leaf-die-kraft-aus-der-dose-1.166837>.
- Bergveld, H. (2002) *Battery management systems : design by modelling*. Dordrecht; Boston: Kluwer Academic.
<http://books.google.de/books?id=FVvo7W3Y7wgC&lpg=PP1&hl=en&pg=PP1#v=onepage&q&f=true>. — ISBN 9781402008320
- Bickert, S.; Guenther, C.; Krug, S. et al. (2011) „Total Costs of Ownership von Elektrofahrzeugen unter besonderer Berücksichtigung von Batteriekosten, Wertverlust und Batteriealterung“. Gehalten auf der: *HdT-Tagung „Kraftwerk Batterie – Lösungen für Automobil und Energieversorgung*. Aachen.
- Bickert, S. & Kuckshinrichs, W. (2011a) „Electromobility as a technical concept in an ecological mobility sector? An analysis of costs“. Gehalten auf der: *ESEE 2011, 9th International Conference of the European Society for Ecological Economics: Advancing Ecological Economics - Theory and Practice*. Boğaziçi University, Istanbul, Turkey.
- Bickert, S. & Kuckshinrichs, W. (2011b) „Market integration of electric mobility: Analyzing economic efficiency and costs for consumers“. Gehalten auf der: *ENERDAY 6th Conference on Energy Economics and Technology*. Technische Universität Dresden.
- Biere, D.; Dallinger, D. & Wietschel, M. (2009) „Ökonomische Analyse der Erstnutzer von Elektrofahrzeugen“. *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)*. 33 (2), S. 173–181.
- Blesl, M.; Bruchhof, D.; Hartmann, N. et al. (2009) *Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität*. Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2010/5218/>.
- Bloch, A. (2011) „Eis Zapfen“. *Auto Motor Sport*. (1/2011).
- Bloom, I.; Cole, B.; Sohn, J. et al. (2001) „An accelerated calendar and cycle life study of Li-ion cells“. *Journal of Power Sources*. 101 (2), S. 238–247, doi:10.1016/S0378-7753(01)00783-2.
- BMU & BMWI (2011) *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011*. Berlin: Bundesregierung. Abgerufen am 12.02.2012 von www.bmu.de.

- BMVBS (2011) „Modellregionen Elektromobilität“. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Abgerufen am 20.04.2012 von <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/UI/modellregionen-elektromobilitaet.html>.
- BMWl (2011) „Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes Deutschland, Energiedaten Tabelle 26ID - 453“.
- BMWl & BMU (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWl) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Abgerufen am 23.03.2012 von <http://www.bmwl.de/BMWl/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwl,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Bochynek, C. (2012) „Oberschwingungen“. Abgerufen am 26.04.2012 von <http://bochyweb.de/Netzrueckwirkungen/Oberschwingungen.html>.
- Böhm, G. (1994) „Flächentest mit dem Electric Fuel Zink-Luft-Energiesystem“. Gehalten auf der: *Zweites Europäisches Symposium Solar- und Elektromobile*. Regensburg: Ostbayerisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI). Abgerufen am 16.04.2012 von www.gbv.de/dms/tib-ub-hannover/17180001X.pdf.
- Böhme, D. & Dürrschmidt, W. (2011) *Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Daten. Stand Dez. 2011*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Abgerufen am 23.03.2012 von http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zahlen_internet-update.pdf.
- Bonner, A.; Grebe, T.; Gunther, E. et al. (1996) „Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. Part II: Sample systems and examples“. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 11 (No. 1).
- Borck, G. (2011) „Kfz-Steuer für Elektroautos. So rechnet der Fiskus“. Abgerufen am 23.04.2012 von <http://www.firmenauto.de/kfz-steuer-fuer-elektroautos-so-rechnet-der-fiskus-476589.html>.
- Bosch, A. (2010) „Powerful, Save and Affordable Battery Systems“. *CEP Clean Energy & Passivehouse*. Stuttgart, Germany. 2010.
- Braess, H.H. & Seiffert, U. (2007) *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik*. Vieweg. — ISBN 978-3834810113
- Brakelmann, H. (2004) *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel*. Duisburg: Universität Duisburg-Essen. Abgerufen am 20.04.2012 von http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/~bra/Freileitung_Kabel.pdf.
- Broussely, M.; Biensan, P.; Bonhomme, F. et al. (2005) „Main aging mechanisms in Li ion batteries“. *Journal of Power Sources*. 146 (1-2), S. 90–96.
- Broussely, M.; Herreyre, S.; Biensan, P. et al. (2001) „Aging mechanism in Li ion cells and calendar life predictions“. *Journal of Power Sources*. 97-98, S. 13–21.
- BSH (2011) „FINO Datenbank“. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Abgerufen am 22.03.2012 von <http://www.bsh.de/de/Meeresdaten/Projekte/FINO/>.
- Bundesregierung Deutschland (2011) „Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011“.
- Die Bundesregierung (2009) *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung, August 2009*. Berlin. Abgerufen am 23.09.2010 von <http://www.elektromobilitaet2008.de/>.

- Burke, A.F. (2007) „Batteries and Ultracapacitors for Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles“. *Proceedings of the IEEE*. 95 (4), S. 806–820.
- CARB (2000) *Staff Report. 2000 Zero Emission Vehicle Program*. California Air Resources Board (CARB).
<http://www.arb.ca.gov/msprog/zevprog/2000review/staffreportfinal.pdf>.
- CARB (2007) *Status and prospects for Zero Emissions Vehicle Technology*. California: California Air Resources Board (CARB).
- carIT (2011) „eMobility: Ladesysteme sind sicher“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.car-it.automotiveit.eu/emobility-ladesysteme-sind-sicher/id-0029385>.
- Coleman, T.F. & Li, Y. (1996) „An Interior Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds“. *SIAM Journal on Optimization*. 6 (2), S. 418, doi:10.1137/0806023.
- Coleman, T.F. & Li, Y. (1994) „On the convergence of interior-reflective Newton methods for nonlinear minimization subject to bounds“. *Mathematical Programming*. 67 (1-3), S. 189–224, doi:10.1007/BF01582221.
- Continental AG (o. J.) „Continental-Konzern -Zielkonflikt Sicherheit und Rollwiderstand“. Abgerufen am 16.04.2012 von http://www.conti-online.com/generator/www/com/de/continental/csr/themen/oekologie/produktverantwortung/rollwiderstand/rollwiderstand_de.html.
- Cunill-Sola, J. & Salichs, M. (2007) „Study and Characterization of Waveforms From Low-Watt (<25 W) Compact Fluorescent Lamps With Electronic Ballasts“. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 22 (No. 4).
- dena (2010) *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Endbericht*. Berlin: Konsortium 50Hertz Transmission / Amprion / DEWI / EnBW Transportnetze / EWI / Fraunhofer IWES / TenneT, Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Abgerufen am 20.03.2012 von http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Sonstiges/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF.
- dena (2005) *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I)*. Köln / Berlin: Konsortium DEWI, E.ON, EWI, RWE, VE / Deutsche Energie-Agentur (dena). Abgerufen am 02.07.2012 von http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_I.pdf.
- dena (2011) „Windparks: Antragslage“. *Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)*. Abgerufen am 01.07.2011 von <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4763>.
- Deutscher Wetterdienst (2012a) „Karten zur Windkraftnutzungseignung - Referenzertragskriterium nach EEG“. Abgerufen am 03.04.2012 von www.dwd.de.
- Deutscher Wetterdienst (2012b) „Mittlere jährliche Windverhältnisse in Deutschland“. Abgerufen am 03.04.2012 von www.dwd.de.
- DIN (2007) „DIN EN 60309-1 (VDE 0623-1) Stecker, Steckdosen und Kupplungen für industrielle Anwendungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen“. Beuth Verlag.
- DIN (2010a) „DIN EN 61000-3-2; VDE 0838-2:2010-03:2010-03 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom ≤ 16 A je Leiter)“. Beuth Verlag.

- DIN (2010b) „DIN EN 62196-1 (VDE 0623 Teil 5) Stecker, Steckdosen, Fahrzeugsteckvorrichtungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen - Teil 1: Laden von Elektrofahrzeugen bis 250 A Wechselstrom und 400 A Gleichstrom“. Beuth Verlag.
- DIN (2011) „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010“.
- Dubarry, M.; Vuillaume, N. & Liaw, B.Y. (2009) „From single cell model to battery pack simulation for Li-ion batteries“. *Journal of Power Sources*. 186 (2), S. 500–507.
- EC/EPoSS/ERTRAC (2009) *Report on the Joint EC/EPoSS/ERTRAC Expert Workshop 2009 Batteries and Storage Systems for the Fully Electric Vehicle*. (Nr. Version 7) Brussels: European Commission (EC) / European Technology Platform on Smart Systems Integration (EPoSS)/ European Road Transport Research Advisory Council (ERTRAC).
- ECE, Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (2007) „ECE-R-101 (Messung CO₂ und Kraftstoffverbrauch)“. Amtsblatt der Europäischen Union.
<http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/StB-LA/ece-regelungen.html?nn=58354#doc20394bodyText6>.
- EnergieDienst Netze GmbH (2012) „Lastprofile, Temperaturtabellen“. Abgerufen am 26.04.2012 von <http://www.energiedienst-netze.de/cms/netznutzung/lastprofile-verlustenergie/lastprofile-temperaturtabelle.php>.
- Engstle, A. (2008) *Energiemanagement in Hybridfahrzeugen*. Shaker.
<http://books.google.de/books?id=ShBjPgAACAAJ>. — ISBN 9783832275204
- eNOVA, S.E. (2011) „Eckpunkte der F&E Roadmap des eNOVA Strategiekreises Elektromobilität“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.strategiekreis-elektromobilitaet.de/public/oeffentliche-dokumente/enova-whitepaper>.
- ENTSO-E (2009) „ENTSO-E Grid Map“. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Abgerufen am 20.04.2012 von <https://www.entsoe.eu/index.php?id=77>.
- Erdmann, G. & Zweifel, P. (2008) *Energieökonomik*. Berlin: Springer.
- Erlinger, D. (2009) „Nissan lädt Elektroauto mittels Induktion auf“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.presetext.com/news/20090722018?phrase=Elektroautos%2520auch%2520ohne%2520Kabel%2520laden>.
- ERTRAC/EPoSS (2009) *European Roadmap Electrification of Road Transport*. (Nr. Version 3.5) European Road Transport Research Advisory Council (ERTRAC) / European Technology Platform on Smart Systems Integration (EPoSS).
- ESKAP Energietechnik (2005) „Blindleistungskompensation, Warum“. Abgerufen am 05.01.2012 von http://www.eskap.de/downloads/blindleistungskompensation/ESKAP_Blindstromkompensation_Grundlagen.pdf.
- EUCAR & CLEPA (2009) *R&D Priorities for the Greening of Vehicles and Road Transport - A contribution by CLEPA and EUCAR to the European Green Car Initiative*. European Council for Automotive R&D (EUCAR) / European Association of Automotive Suppliers (CLEPA).
- ewi; gws; & prognos (2010) *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Basel, Köln, Osnabrück.

- Eyser, W. vom (2011) „Modellregion Elektromobilität München - Drive eCharged“. Gehalten auf der: *Konferenz Elektromobilität in Modellregionen – Ergebnisse und Ausblick*. Berlin.
- Ferdowsi, M. (2011) *Power Quality Assessment*. (MERGE-Mobile Energy Resources in Grids of Electricity: Deliverable D2.3) Technische Universität Berlin.
- FINO 1 (2012) „Forschungsplattform FINO 1“. Abgerufen am 22.03.2012 von <http://www.fino1.de/>.
- FINO 2 (2012) „Forschungsplattform FINO 2“. Abgerufen am 22.03.2012 von <http://www.fino2.de/>.
- FINO 3 (2012) „Forschungsplattform FINO 3“. Abgerufen am 22.03.2012 von <http://www.fino3.de/>.
- Fischer, R.; Fraidl, G.K.; Hubmann, C. et al. (2009) „Range-Extender-Modul - Wegbereiter für elektrische Mobilität“. *ATZonline*.
- Focus (2009) „Aerolab“ zählt den Luftwiderstand“. *Focus*.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2010) „Merit Order des Kraftwerksparks“. Abgerufen am 01.05.2012 von <http://www.ffe.de/publikationen/tools/307-merit-order-des-kraftwerksparks>.
- FreedomCAR & USABC (2006) *Electrochemical Energy Storage Technical Team - Technology Development Roadmap*. "Freedom" Cooperative Automotive Research and US Advanced Battery Consortium. http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/about/partnerships/freedomcar/fc_teams.html.
- Fuller, T.F.; Doyle, M. & Newman, J. (1994) „Simulation and Optimization of the Dual Lithium Ion Insertion Cell“. *Journal of The Electrochemical Society*. 141 (1), S. 1.
- Fürsch, M.; Lindenberger, D.; Malischek, R. et al. (2012) *German nuclear policy reconsidered: Implications for the electricity market*. Köln: ewi.
- Garche, J. & Jossen, A. (2000) „Battery Management systems (BMS) for increasing battery life time“. Gehalten auf der: *TELESCON 2000. Third International Telecommunications Energy Special Conference (IEEE Cat. No.00EX424)*. Dresden, Germany. S. 85–88, <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=918410>.
- Gawel, E. (2011) „Kfz-Steuer-Reform und Klimaschutz“. *Wirtschaftsdienst*. 2011 (2), S. 137–143.
- GCI (2009) *Green Car Initiative (EU-7.FP)*. European Commission. Abgerufen am 12.04.2010 von <http://www.nks-verkehr.eu/calls/the-european-green-car-initiative.html>.
- Gerschler, J.B.; Kirchhoff, F.N.; Witzenhausen, H. et al. (2009) *Spatially Resolved Model for Lithium-Ion Batteries for Identifying and Analyzing Influences of Inhomogeneous Stress Inside the Cells*. 5th International IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference September 7-11, 2009, Dearborn, Michigan, USA. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=05289836>.
- GGEMO - Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (2011) *Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität*. Berlin. Abgerufen am 02.05.2012 von http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bericht_emob_2.pdf.
- Goodyear Dunlop GmbH (2011) „Reduzierung des Rollwiderstands spart Kraftstoff“. Abgerufen am 16.04.2012 von http://www.goodyear-dunlop.com/gd_de/innovation/technologie/rollwiderstand/.

- Grebe, U.D. (2010) „Efficient Powertrain Systems for 2020“. Gehalten auf der: VDA (Hrsg.) 12. VDA Technischer Kongress 2010. Ludwigsburg.
- Gutsch, A. (2009) „Ein Besuch bei Akku-Hersteller Litec“. *Auto, Motor, Sport*. 30.10.2009, <http://www.auto-motor-und-sport.de/eco/batterie-fertigung-ein-besuch-bei-akku-hersteller-litec-1445935.html>.
- Hackbarth, A.; Schürmann, G. & Madlener, R. (2009) „Plug-in Hybridfahrzeuge: Wirtschaftlichkeit und Marktchancen verschiedener Geschäftsmodelle“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*. 59 (7), S. 60–63.
- Hartmann, N. & Özdemir, E.D. (2011) „Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030“. *Journal of Power Sources*. 196 (4), S. 2311–2318, doi:10.1016/j.jpowsour.2010.09.117.
- Hau, E. (2008) *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 4. Aufl. Berlin: Springer.
- Häußermann, S. (2010) „Erarbeitung und Bewertung eines technischen Lösungskonzepts für eine E-Mobility-Infrastruktur“.
- Hesse, B. (2011) „Wechselwirkung von Fahrzeugdynamik und Kfz-Bordnetz unter Berücksichtigung der Fahrzeugbeherrschbarkeit“. Universität Duisburg-Essen.
- Heuck, K.; Dettmann, K.-D. & Schulz, D. (2010) *Elektrische Energieversorgung*. 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner. — ISBN 978-3-8348-0736-6
- Holman, M. (2008) *Market Trends – Markets, Technologies and Major Players*. (Keynote) Dallas, USA.
- Howell, D.; Barnes, J.; Henriksen, G. et al. (2009) „Current Status of D.O.E.-funded R&D on Energy Storage for Automotive Applications“. Gehalten auf der: *EVS24 - 24th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*. Stavanger, Norway.
- Hu, Y.; Yurkovich, S.; Guezennec, Y. et al. (2011) „Electro-thermal battery model identification for automotive applications“. *Journal of Power Sources*. 196 (1), S. 449–457.
- IAV GmbH (2009) „Strom aus der Straße - Vision berührungslose Energieversorgung von Elektroautos“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.iav.com/presse/pressemitteilungen/2011/strom-aus-der-stra%C3%9Fe>.
- IEA (2009) *Technology Roadmap- Electric and plug-in hybrid electric vehicles*. International Energy Agency.
- IEEE Industry Applications Society (1993) *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. (American National Standard (ANSI)) New York.
- ifeu (2010) *Fortschreibung und Erweiterung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMODO, Version 5)*. (Endbericht) Heidelberg.
- infas & DLR (2009) *Mobilität in Deutschland 2008 (Datenbank)*. infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Verkehrsforschung. http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/02_MiD2008/index.htm.
- infas & DLR (2010) *Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht*. Bonn und Berlin: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Verkehrsforschung. Abgerufen am 16.04.2012 von http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2008_Abschlussbericht_1.pdf.

- Initiative EnergieEffizienz Industrie & Gewerbe (o. J.) „Einbindung und Steuerung von Pumpenantrieben“. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Energieeffizienz im Elektrizitätsbereich. Abgerufen am 30.04.2012 von <http://www.industrie-energieeffizienz.de/fileadmin/InitiativeEnergieEffizienz/system-effizienz/downloads/Peripherie.pdf>.
- IWES (2010) „Windmonitor: Anlagenzuverlässigkeit“. Abgerufen am 21.03.2012 von <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/>.
- Joint Research Center, EUCAR & Concawe (2011) *Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context*. Brüssel.
- Jossen, A. & Weydanz, W. (2006) *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*. 1. Aufl. Untermeitingen: Reichardt. — ISBN 9783939359111
- Junio, M. (2011) „Keinerlei Abstriche bei der Sicherheit“. *Automobilwoche*. 2011.
- Käbitz, S.; Ecker, M.; Gerschler, J.B. et al. (2012) „Cycle and Calendar Life Study of a Graphite/NMC-Based Li-Ion High Energy System Part A: Calendar Life Study“. Gehalten auf der: *13th UECT, Ulm ElectroChemical Talks*. Neu-Ulm.
- Kearney, A.T. (2009) *Sparsam, Sauber, elektrisch? Das Rennen um den Antrieb der Zukunft*. A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf, Deutschland.
http://www.atkearney.de/content/veroeffentlichungen/executivebriefs_detail.php/id/50551/practice/automotive.
- Kempton, W. & Letendre, S.E. (1997) „Electric vehicles as a new power source for electric utilities“. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*. 2 (3), S. 157–175, doi:10.1016/S1361-9209(97)00001-1.
- Kempton, W. & Tomić, J. (2005) „Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy“. *Journal of Power Sources*. 144 (1), S. 280–294, doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.022.
- Kley, F.; Wietschel, M. & Dallinger, D. (2010) „Evaluation of European electric vehicle support schemes“. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI) Competence Center Energy Policy and Energy Systems.
- Kloess, M.; Haas, R.; Könighofer, K. et al. (2008) *Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von PKW mit teil- und voll-elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen: ELEKTRA*. Wien: Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group.
http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/projects_detail.php?id=216.
- Knauer, M. (2011) „Die kleinen Benziner kommen groß raus“. *Automobilwoche*. 2011.
- Knauer, M. (2010a) „Inrekor will Autos um 30 Prozent abspecken“. *Automobilwoche*. 2010.
- Knauer, M. (2010b) „Revolution Light“. *Automobilwoche*. 2010.
- Konetschny, C. (2011) „Ladegerät für Elektrofahrzeuge mit 97% Wirkungsgrad entwickelt“. Abgerufen am 16.04.2012 von [http://www.materialica.de/index.php?id=7&tx_ttnews\[tt_news\]=136&cHash=765643134ebb46e7d4ccbb6e12b3c3b1](http://www.materialica.de/index.php?id=7&tx_ttnews[tt_news]=136&cHash=765643134ebb46e7d4ccbb6e12b3c3b1).
- Kraftfahrtbundesamt (2011) „Monatliche Neuzulassungen, Top 3 je Segment im Februar 2011“.

- Kraftfahrt-Bundesamt (2011) „Fahrzeugklassen und Aufbauarten - Deutschland und seine Länder am 1. Januar 2011 gegenüber 1. Januar 2009“. Abgerufen am 05.03.2012 von http://www.kba.de/clin_031/nn_1148722/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2011/2011__b__pkw__bundeslaender__diagramm.html.
- Krix, P. (2011) „BMW startet Öko-Flotte“. *Automobilwoche*. 2011.
- Krust, M. (2010) „Daimler treibt Leichtbau voran“. *Automobilwoche*. 2010.
- Kümpers, J. (2011) „Requirements and Testing of Advanced Automotive Batteries“. Gehalten auf der: *Kraftwerk Batterie*. Aachen, Germany.
- Lahl, U. (2009) *Studie von McKinsey im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Präsentation zum Nationalen Entwicklungsplan*. http://www.pt-elektromobilitaet.de/downloads/presentation_nep_090922.pdf.
- Lampe, A. (2012) „Optimierung einer HEV-Betriebsstrategie“.
- Liaw, B.Y.; Roth, E.P.; Jungst, R.G. et al. (2003) „Correlation of Arrhenius behaviors in power and capacity fades with cell impedance and heat generation in cylindrical lithium-ion cells“. *Journal of Power Sources*. 119-121, S. 874–886, doi:10.1016/S0378-7753(03)00196-4.
- Lidl, A. (2011) „Die ersten ihrer Art“. *Auto Zeitung*. (7/2011).
- Maitra, A.; Horton, R.; Hubbard, E. et al. (2010) „On-Board Charger Characteristics & Assessment“. Detroit. 6.9.2010.
- Mansoor, A.; Grady, W.M.; Chowdhury, A.H. et al. (1995) „An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single-phase Power Electronic Loads“. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 10 (No. 1).
- Markel, T. & Simpson, A. (2006) „Plug-In Hybrid Electric Vehicle Energy Storage System Design“. Gehalten auf der: Baltimore. S. 1033–1039, www.nrel.gov/docs/fy06osti/40237.pdf.
- Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Martinsen, D. et al. (2011) *Transformation des Stromerzeugungssystems mit forciertem Ausstieg aus der Kernenergie*. Jülich: Forschungszentrum Jülich Institute of Energy Research - Systems Analysis and Technology Evaluation (IEK-STE) D-52425 Jülich, Germany. Abgerufen am 20.01.2012 von <http://www.fz-juelich.de/iek/iek-ste/DE/Aktuelles>.
- Martinsen, D.; Funk, C. & Linssen, J. (2010) „Biomass for transportation fuels - A cost-effective option for the German energy supply?“. *Energy Policy*. 38 (2010), S. 128 – 140.
- Martinsen, D.; Linssen, J.; Markewitz, P. et al. (2007) „CCS: A Future CO2 Mitigation Option for Germany? A Bottom Up Approach“. *Energy Policy*. 35 (4), S. 2110 – 2120.
- Martinsen, D.; Markewitz, P.; Müller, D. et al. (2003) *IKARUS-Energieszenarien bis 2030 - Das IKARUS-Projekt - Energietechnische Perspektiven für Deutschland*. Jülich. (Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/ Environment).
- Matthes, F.C.; Gores, S.; Harthan, R.O. et al. (2009) *Politiksznarien für den Klimaschutz V - auf dem Weg zum Strukturwandel, Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Dessau-Roßlau, Bundesumweltamt. (Climate Change).
- MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG (2012a) „Belegungsplan des Mennekes-Steckers“. Abgerufen am 26.04.2012 von <http://www.mennekes.de/390.html>.
- MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG (2012b) „Infrastruktur-Komponenten für die Elektromobilität“.

- Mertins, F. (2010) „Energetische Bewertung von Betriebsstrategien im Hybrid-Antriebsstrang“. In: Isermann, R. (Hrsg.) *Elektronisches Management motorischer Fahrzeugantriebe*. Vieweg+Teubner. S. 308–327, Abgerufen am 16.04.2012 von <http://www.springerlink.com/content/j00242233216r1hh/abstract/>. — ISBN 978-3-8348-9389-5
- METI (2008) *Cool Earth-Innovative Energy Technology Program*. Japan: Ministry of Economy, Trade and Industry Japan.
- METI (2006) *Recommendations for the Future of Next-Generation Vehicle Batteries*. Japan: Ministry of Economy, Trade and Industry Japan.
- Meusinger, J. (2010) *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 1 - Antriebstechnologie und Fahrzeugintegration*. Berlin: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). <http://www.bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/59998/publicationFile/30838/elektromobilitaet-ag-1.pdf>.
- Meyer, G. (2009) *Milestones of a European Battery Roadmap*. Brussels: EPoSS office/VDI/VDE-IT : Präsentation beim gemeinsamen Workshop von EC/EPoSS/ERTRAC.
- Millner, A. (2010) „Modeling Lithium Ion battery degradation in electric vehicles“. Gehalten auf der: IEEE. S. 349–356, doi:10.1109/CITRES.2010.5619782. — 978-1-4244-6076-2
- Morrow, K.; Karner, D. & Francfort, J. (2008) *Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Infrastructure Review*. (Ergebnisbericht) U.S. Department of Energy Vehicle Technologies Program – Advanced Vehicle Testing Activity.
- MWV (2011) „Rohölpreisentwicklung 1960-2011 (Jahresdurchschnitte)“. Mineralölwirtschaftsverband e.V. Abgerufen am 23.07.2011 von <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise>.
- Nassif, A. (2009) „Modeling, Measurement and Mitigation of Power System Harmonics“. (Doctorate Dissertation) Edmonton: University of Alberta.
- NEDO (2009) *Summary of Road Map 2008 and Research Activity in NEDO of Development of High-performance Battery System for Next-generation Vehicles*. (Vortrag) Japan: New Energy and Industrial Technology Development Organization Japan.
- Nelson, P.A.; Santini, D.J. & Barnes, J. (2009) „Factors Determining the Manufacturing Costs of Lithium-Ion Batteries for PHEVs“. Gehalten auf der: Stavanger, Norway.
- Nexans Deutschland GmbH (2012) „Kabeldaten für NAYY 0,6/1kV“. Abgerufen am 24.04.2012 von <http://www.nexans.de/eservice/navigation/NavigationFamily.nx?OID=-536940775&CZ=Germany#top>.
- NOW (2011a) *Ergebnisbericht der Modellregionen Elektromobilität*. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung), Abgerufen am 24.05.2012 von http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE-Downloads/RE_DL_MR-Ergebnisbericht_2011/RE_DL_NOW_Ergebnisbericht_2011.pdf.
- NOW (2011b) *Modellregion Elektromobilität Bremen/Oldenburg - Kurzvorstellung Modul 3 Flottenversuche*. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Abgerufen am 24.05.2012 von http://www.now-gmbh.de/en/mediathek.html?tx_gogallery_pi1%5Bdl%5D=374.
- NPE (2012) *Dritter Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität*. Berlin: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). Abgerufen am 14.01.2011 von <http://www.bmw.de/DE/Mediathek/publikationen>.

- NPE (2011) *Zweiter Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität*. Berlin: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). Abgerufen am 14.01.2011 von <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen>.
- NPE (2010) *Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität*. Berlin: Nationale Plattform Elektromobilität (NPE). Abgerufen am 14.01.2011 von <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen>.
- Oertel, D. (2008) *Energiespeicher, Stand und Perspektiven*. (Arbeitsbericht Nr. 123) Berlin: Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag.
- Papathanassiou, S.; Hatziaargyriou, N. & Strunz, K. (2005) „A Benchmark Low Voltage Microgrid Network“. Gehalten auf der: CIGRE Symposium, Athen.
- Papendick, K.; Brennecke, U.; Sanchez Marquez, J.S. et al. (2011) *Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen*. Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg.
- Ploehn, H.J.; Ramadass, P. & White, R.E. (2004) „Solvent Diffusion Model for Aging of Lithium-Ion Battery Cells“. *Journal of The Electrochemical Society*. 151 (3), S. A456, doi:10.1149/1.1644601.
- Project MERGE (2012) „Mobile Energy Resources in Grids of Electricity“. Technische Universität Berlin. Abgerufen am 29.03.2012 von <http://www.ev-merge.eu/>.
- Pucher, E.; Vana, V. & Cachón, L. (2010) *Analytischer Vergleich von hybriden Antriebssystemen mittels Real-world validierter Simulationsmodelle*. Wien.
- Pudenz, K. (2011) „Lotus zeigt Leichtbau-Strategie der Zukunft für Personenwagen“. *ATZonline*.
- Radke, S. (2011a) *Verkehr in Zahlen 2010/2011*. Hamburg: DVV Media Group. — ISBN 978-3-87154-438-5
- Radke, S. (2011b) *Verkehr in Zahlen 2011/2012*. Hamburg: DVV Media Group. — ISBN 978-3-87514-456-9
- REpower Systems (2011) *5M - Das 5-Megawatt-Kraftwerk mit 126 Meter Rotordurchmesser*. Hamburg: REpower Systems SE. Abgerufen am 26.09.2011 von http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_de.pdf.
- Richter, J. & Lindenberger, D. (2010) *Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration*. Köln: ewi.
- Roeder, S. (2011) „Paneuropäischer Materialmix“. *Automobilwoche*. 2011.
- Roland Berger GmbH (2009a) *Elektromobilität – Wachstumsimpuls für Energieversorger*. Wien: Roland Berger Strategy Consultants GmbH. http://www.rolandberger.at/publications/local_and_regional_publications/2009-09-02-e-mobility.html.
- Roland Berger GmbH (2009b) *Powertrain 2020- China's ambition to become market leader in E-Vehicles*. Munich/Shanghai: Roland Berger Strategy Consultants GmbH. http://www.rolandberger.com/expertise/publications/2009-09-15-rbsc-pub-Powertrain_2020_The_Future_Drives_Electric.html.
- Roscher, M.A.; Vetter, J. & Sauer, D.U. (2009) „Characterisation of charge and discharge behaviour of lithium ion batteries with olivine based cathode active material“. *Journal of Power Sources*. 191 (2), S. 582–590, doi:10.1016/j.jpowsour.2009.02.024.

- Sauer, D.U.; Bohlen, O.; Sanders, T. et al. (2007) „Batteriezustandserkennung: Mögliche Verfahrens- und Algorithmenansätze, Grenzen der Batteriezustandserkennung“. In: Schöllmann, M. (Hrsg.) *Energiemanagement und Bordnetze II : innovative Ansätze für modernes Energiemanagement und zuverlässige Bordnetzarchitekturen ; [Beiträge der Tagung „Energiemanagement & Bordnetze“ vom 7. und 8. Mai 2007 im Haus der Technik e.V. in Essen]*. Renningen: expert-Verl. — ISBN 3816926495
- Schedel, R. & Merkelbach, B. (2009) „Ein cw-Wert um 0,2 ist die Schallmauer“. *ATZonline*.
- Scheffler, J. (2002) „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“. (Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades Dr.-Ing.) Technische Universität Chemnitz.
- Schindler, V. & Sievers, I. (2008) *Forschung für das Auto von morgen: Aus Tradition entsteht Zukunft*. Springer. — ISBN 978-3540741503
- Schröder, C. (2011) „BMW blickt in die Zukunft (Teil 2): Layering optimiert Leichtbau und Aerodynamik“. *ATZonline*.
- Schröder, C. (2009) „Lotus stellt Range-Extender-Motor in Monoblock-Bauweise auf der IAA 2009 vor“. *ATZ*.
- Schüppel, F.; Dunger, T.; Clemens, H. et al. (2011) „CoolSteam: Das Konzept einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung für Elektrofahrzeuge“. In: *Pkw-Klimatisierung VII*. Renningen: Expert Verlag. — 9783816931133
- Schüppel, F.; Marker, S.; Waldowski, P. et al. (2010) „TU veLOG: A Small Competitive Antarctic GPS Data Logging System“. Gehalten auf der: *14th International Forum on Advanced Microsystems for Automotive Applications*. Berlin.
- Schwab, A.J. (2009) *Elektroenergiesysteme*. 2. Aufl. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Scrosati, B. & Garche, J. (2010) „Lithium batteries: Status, prospects and future“. *Journal of Power Sources*. 195 (9), S. 2419–2430.
- Sengpiel, E. (2006) „Die Quelle und ihre Last in der Tontechnik“. Abgerufen am 30.04.2012 von <http://www.sengpielaudio.com/DieQuelleUndIhreLast.pdf>.
- Shell Deutschland Oil GmbH (2009) *Shell PKW-Szenarien bis 2030. Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität*. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH.
- Specht, M. (2011) „Rollwiderstand versus Nassbremsverhalten“. *Automobilwoche*. 2011.
- Specovius, J. (2011) *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen Und Systeme*. Vieweg+Teubner Verlag. <http://books.google.de/books?id=8clty-XEpH0C>. — ISBN 9783834816474
- Srinivasan, V. & Newman, J. (2006) „Existence of Path-Dependence in the LiFePO₄ Electrode“. *Electrochemical and Solid-State Letters*. 9 (3), S. A110, doi:10.1149/1.2159299.
- Statistisches Bundesamt (2012) „Bruttostrom- und Primärenergieverbrauch ab 1991“. Abgerufen am 10.02.2012 von <https://www.destatis.de>.
- Statistisches Bundesamt (2007) *Entwicklung der Privathaushalte bis 2025 - Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung 2007*. Wiesbaden.
- Staunton, R.H.; Ayers, C.W.; Marlino, L.D. et al. (2006) *Evaluation of 2004 Toyota Prius Hybrid Electric Drive System*. (Nr. ORNL/TM-2006/423) Oak Ridge National Laboratory. <http://prius-pt.com/cafe/media/p/30420.aspx>.
- Strunz, K.; Abbasi, E.; Abbey, C. et al. (2010) *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. (CIGRE Task Force C6.04.02).

- TenneT (2011a) „Hohe Anforderungen ans Stromnetz machen Netzausbau notwendig“. Abgerufen am 15.03.2011 von <http://www.tennetso.de/site/Aufgaben/netzausbau>.
- TenneT (2011b) „Tatsächliche Windenergieeinspeisung“. Abgerufen am 31.03.2011 von http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm.
- TenneT (2011c) „Vertikale Netzlast“. Abgerufen am 31.03.2011 von http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Vertikale_Netzlast/index.htm.
- Thomas, E.V.; Bloom, I.; Christophersen, J.P. et al. (2008) „Statistical methodology for predicting the life of lithium-ion cells via accelerated degradation testing“. *Journal of Power Sources*. 184 (1), S. 312–317, doi:10.1016/j.jpowsour.2008.06.017.
- Tobias (2011) „Stromverbrauch der Peripherie Geräte“. *VW Golf 3 Citystromer*.
- TransnetBW (2011) „Netzentwicklung für ein zukunftsfähiges Netz“. Abgerufen am 15.03.2011 von <http://transnet-bw.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/netzentwicklung-fuer-ein-zukunftsfaehiges-netz/>.
- TransnetBW (2012a) „Vertikale Netzlast“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://transnet-bw.de/kennzahlen/vertikale-netzlast/>.
- TransnetBW (2012b) „Windeinspeisung“. Abgerufen am 31.03.2011 von <http://transnet-bw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windeinspeisung/>.
- Trego, L. (2012) „Compact range extender“. Abgerufen am 16.04.2012 von <http://ev.sae.org/article/10675>.
- TÜV Süd (2009) „Elektroautos – Was TÜV SÜD-Kunden von der E-Mobilität halten“. Gehalten auf der: *Automobil International*. Leipzig.
- UBA (2012) „Kraftwerke mit Windleistung“. Umweltbundesamt. Abgerufen am 03.04.2012 von http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_mit_windleistung.pdf.
- USABC (2010) *Energy storage system Goals*. USA: US Advanced Battery Consortium. http://www.uscar.org/guest/article_view.php?articles_id=85.
- USCAR (2010) *US Council for Automotive Research LLC*. www.uscar.org.
- Vattenfall Europe AG (2012) „MINI E Berlin powered by Vattenfall“. Abgerufen am 27.04.2012 von <http://www.vattenfall.de/de/mini-e-berlin.htm>.
- Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH (2010) *Technische Anforderungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz Berlin - Bau und Betrieb von Übergabestationen*. Berlin.
- Vetter, J.; Novák, P.; Wagner, M.R. et al. (2005) „Ageing mechanisms in lithium-ion batteries“. *Journal of Power Sources*. 147 (1-2), S. 269–281.
- Voy, C. (1996) *Erprobung von Elektrofahrzeugen der neuesten Generation auf der Insel Rügen und Energieversorgung für Elektrofahrzeuge durch Solarenergie und Stromtankstellen: Abschlußbericht, Kurzversion*. DAUG. http://books.google.de/books?id=4V_XPgAACAAJ.
- Weber, A. (2010) „Flottenversuch MINI E Berlin. Erkenntnisse und nächste Schritte“. Gehalten auf der: *4. Salzgitter Forum Mobilität*. Projektbüro MINI E Berlin, Vattenfall Europe PowerConsult GmbH. Abgerufen am 15.06.2010 von http://www.ostfalia.de/export/sites/default/de/ifvm/download/4SFM/Vortraege_4SFM/Flottenversuch_MINI_E_Berlin_Erkenntnisse_und_nxchste_Schritte_Weber.pdf.

- Wermuth, M.; Wirth, R.; Neef, C. et al. (2003) *Kontinuierliche Befragung des Wirtschaftsverkehrs in unterschiedlichen Siedlungsräumen - Phase 2, Hauptstudie. (Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland - KiD 2002). Band 1 (Textteil)*. Braunschweig: Technische Universität Braunschweig, Institut für Verkehr und Stadtbauwesen. Abgerufen am 24.04.2012 von <http://daten.clearingstelle-verkehr.de/194/>.
- Wohlfahrt-Mehrens, M.; Vogler, C. & Garche, J. (2004) „Aging mechanisms of lithium cathode materials“. *Journal of Power Sources*. 127 (1-2), S. 58–64.
- Wright, R.; Motloch, C.; Belt, J. et al. (2002) „Calendar- and cycle-life studies of advanced technology development program generation 1 lithium-ion batteries“. *Journal of Power Sources*. 110 (2), S. 445–470, doi:10.1016/S0378-7753(02)00210-0.
- WWF (2009) *Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Basel / Berlin: Öko-Institut e.V., prognos.
- Yoshida, T.; Takahashi, M.; Morikawa, S. et al. (2006) „Degradation Mechanism and Life Prediction of Lithium-Ion Batteries“. *Journal of The Electrochemical Society*. 153 (3), S. A576, doi:10.1149/1.2162467.
- Zimmerman, R.D.; Murillo-Sánchez, C.E. & Gan, D. (2011) „MATPOWER - A Matlab Power System Simulation Package“. Abgerufen am 30.04.2012 von <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.

Band / Volume 135

Untersuchung der Ladungsträgerkonzentration und -beweglichkeit in mikrokristallinen Siliziumlegierungen mit Hall-Effekt und Thermokraft

C. Sellmer (2012), 159 pp.

ISBN: 978-3-89336-778-8

Band / Volume 136

Development of thin film inorganic membranes for oxygen separation

H. J. Moon (2012), XII, 118 pp.

ISBN: 978-3-89336-781-8

Band / Volume 137

Influence of Material and Testing Parameters on the Lifetime of TBC Systems with MCrAlY and NiPtAl Bondcoats

P. Song (2012), V, 126 pp.

ISBN: 978-3-89336-783-2

Band / Volume 138

Strömungsmechanische Modellierung eines Brenngaserzeugungssystems

F. Scharf (2012), vi, 223 pp.

ISBN: 978-3-89336-784-9

Band / Volume 139

Clouds and aerosol in infrared radiative transfer calculations for the analysis of satellite observations

S. Griebbach (2012), viii, 169 pp.

ISBN: 978-3-89336-785-6

Band / Volume 140

Untersuchung zum Thin Film Low Pressure Plasma Spraying (LPPS-TF) Prozess

A. Hospach (2012), 165 pp.

ISBN: 978-3-89336-787-0

Band / Volume 141

Development of thermal spray processes with liquid feedstocks

A. Guignard (2012), 128 pp.

ISBN: 978-3-89336-788-7

Band / Volume 142

Herstellung uranbasierter Keramiken mittels interner Gelierung zur Konversion trivalenter Actinoiden

H. Daniels (2012), 154 pp.

ISBN: 978-3-89336-794-8

Band / Volume 143

Experimental and numerical studies on solute transport in unsaturated heterogeneous porous media under evaporation conditions

M. Bechtold (2012), xviii, 131 pp.

ISBN: 978-3-89336-795-5

Band / Volume 144

Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff

D. Krieg (2012), 228 pp.

ISBN: 978-3-89336-800-6

Band / Volume 145

Mechanistic studies on the OH-initiated atmospheric oxidation of selected aromatic hydrocarbons

S. Nehr (2012), viii, 129 pp.

ISBN: 978-3-89336-804-4

Band / Volume 146

Electron Spin Resonance Investigation of Semiconductor Materials for Application in Thin-Film Silicon Solar Cells

L. Xiao (2012), VIII, 147 pp.

ISBN: 978-3-89336-805-1

Band / Volume 147

Untersuchungen zum Sicherheits- und Transmutationsverhalten innovativer Brennstoffe für Leichtwasserreaktoren

O. Schitthelm (2012), V, 150 pp.

ISBN: 978-3-89336-806-8

Band / Volume 148

IEK-Report 2011. Klimarelevante Energieforschung

(2012), ca. 250 pp.

ISBN: 978-3-89336-808-2

Band / Volume 149

IEK-Report 2011. Climate-Relevant Energy Research

(2012), 238 pp.

ISBN: 978-3-89336-809-9

Band / Volume 150

Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen

Advances in Systems Analyses 1 (2012), 266 pp.

ISBN: 978-3-89336-811-2

- Anzahl und Typen E-Fahrzeuge**
 ▶ BEV, REEV, PHEV
- Ladeinfrastruktur:**
 ▶ Heimpladen
- Energiesystem:**
 ▶ Energiekonzept
 ▶ Netzausbauplanung
 ▶ ...

